

Avaliação do Desempenho de uma Central Fotovoltaica Instalada no Edifício do INESC TEC

Gustavo Mano Pacheco Pinto Monteiro

Dissertação de Mestrado

Orientador na FEUP: Prof.^a Ana Isabel Palmero Marrero

Coorientador na FEUP: Prof. Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira



Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Junho de 2018

A meus pais, família e amigos

Resumo

O combate à dependência dos combustíveis fósseis e aos efeitos ambientais causados por estes tem sido muito significativo nos últimos anos, tendo-se verificado uma progressiva e crescente utilização de fontes de energia renováveis, de onde se destaca entre estas a energia solar. A utilização de sistemas de energias renováveis tem apresentado um crescimento muito significativo nos anos recentes, nomeadamente sob a sua forma fotovoltaica (FV). O seu crescente interesse e implementação tem levado a um aumento do desenvolvimento tecnológico destes sistemas, que tem permitido uma redução significativa dos seus custos, viabilizando economicamente uma quantidade significativa de novos projetos.

Neste trabalho realizou-se a avaliação do desempenho de uma central fotovoltaica e apresentaram-se propostas para a otimização da mesma. Esta central encontra-se instalada no edifício do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores Tecnologia e Ciência (INESC TEC), localizado no Porto, Portugal. A central está equipada com 68 módulos FV de células de silício (Si) usando 6 inversores e apresenta uma capacidade instalada de aproximadamente 16 kWp, estando operacional desde o ano de 2013.

Primeiramente, neste trabalho analisaram-se os dados da produção dos últimos anos relativamente à central em causa, filtrando-se os períodos de inoperação devido paragens técnicas e experimentais. Seguidamente, recorreu-se ao *software* SAM e ao *software* PVSyst fazendo-se uma estimativa da produção da central, com base em dados meteorológicos fornecidos através do Meteororm, sendo estas estimativas posteriormente comparadas com os dados reais recolhidos.

As estimativas de produção anual da central foram superiores à produção anual com base nos dados reais filtrados (21,19 MWh). Obteve-se um valor de produção anual estimado de 25,58 MWh utilizando o *software* SAM e de 23,82 MWh utilizando o *software* PVSyst. Representando um desvio na produção anual de 17,2% e de 11% respetivamente.

Foram também determinados fatores de desempenho como a produtividade (Y), o fator de capacidade (CF) e o rácio de desempenho (PR). Todos estes fatores determinados, em ambas as simulações, foram superiores aos fatores de verificados na situação real. Observou-se que o PR, fator que avalia a qualidade do sistema, foi de cerca de 85,2% para a simulação SAM e de 79,4% para a simulação PVSyst, sendo o valor verificado na situação real de apenas 70,6%.

Propuseram-se por último, face a estas diferenças verificadas, um conjunto de soluções para a otimização do sistema e para a obtenção de uma maior produção de eletricidade.

O presente trabalho será apresentado oralmente na *International Conference on Energy and Environment Research*, ICEER 2018, no mês de julho de 2018 na cidade de Praga, República Checa, e será publicado no jornal *Energy Procedia* da editora Elsevier.

Abstract

The fight against the dependence on fossil fuels and the effects caused by them has been very significant in recent years, with a progressive and growing use of renewable energy sources, among which Solar Energy stands out. This form of energy generation has presented a significant growth in the latest years, namely in the photovoltaic (PV) form. Its growing interest and implementation has led to an increase of the technological development of these systems, which has allowed a significant reduction of their costs, and an increase of their economic viability.

In this work, the evaluation of the performance of a small-size photovoltaic plant was made and some proposals for its optimization were presented. This PV plant is installed in the rooftop of the building of the Institute of Systems and Computer Engineering Technology and Science (INESC TEC), located in Porto, Portugal. The plant is equipped with 68 PV modules (Si cells) using 6 inverters, with a total generating capacity of 16 kWp, and started its operation in 2013.

First, the PV plant production data of the last couple of years were analysed, filtering the periods of inoperation due to technical and experimental stops. In order to obtain an accurate prediction of the efficiency and power output, the characteristics of all plant components were introduced in SAM and PVSyst software's, together with meteorological data provided by Meteonorm. The results obtained through the simulations and the measured output power values were compared.

The plant's annual production estimates were higher than the annual production based on the filtered data (21.19 MWh). An estimated annual production value of 25.58 MWh was obtained using the SAM software and 23.82 MWh using PVSyst software. Representing an annual production deviation of 17.2% and 11% respectively.

Performance factors such as energy yield (Y), capacity factor (CF) and performance ratio (PR) were also determined. All these determined factors were superior in both simulations to the verified factors in the real situation. It was observed that the PR, which evaluates the quality of the system, was about 85.2% for the SAM simulation and 79.4% for the PVSyst simulation, with the value verified in the actual situation of only 70.6 %.

Finally, due to these verified differences, some solutions to obtain a better system performance were presented.

The present work will be presented orally in the International Conference on Energy and Environment Research, ICEER 2018, in July of 2018 in Prague, Czech Republic. Also, it will be published in the journal Energy Procedia from Elsevier.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha orientadora, Professora Ana Isabel Palmero Marrero, pelo constante apoio, suporte e ajuda na realização da minha tese de mestrado, e também pela sua dedicação e preocupação, que contribuíram para a resolução em bom termo deste trabalho.

Agradeço também ao meu coorientador, Professor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira, pelo apoio da parte do INESC TEC em todas as questões técnicas e específicas relativas à central fotovoltaica em estudo.

Agradeço por último aos meus pais, família e amigos por todo o apoio e ânimo dados ao longo da realização desta dissertação de mestrado, e também pelo apoio ao longo de todo o meu percurso académico, que agora se finaliza com este presente trabalho.

A todos endereço o meu muito obrigado!

Índice Conteúdos

1. Introdução	1
1.1. Enquadramento do Trabalho	1
1.2. Objetivos do Trabalho	1
1.3. Metodologia de Trabalho	2
1.4. Estrutura da Dissertação	2
2. Estado da Arte	3
2.1. Energia Solar: Definição	3
2.2. Aproveitamento da Energia Solar	3
2.3. Tipos de Células Fotovoltaicas	5
2.4. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	10
2.4.1. <i>Off-Grid Connected</i>	11
2.4.2. <i>On-Grid Connected</i>	12
2.4.3. Sistemas Híbridos	12
2.5. Componentes de um Sistema Fotovoltaico	13
2.5.1. Módulos Fotovoltaicos	14
2.5.2. Outros Componentes	18
2.6. Tipologias de Ligação de Sistemas Fotovoltaicos	21
2.7. Efeitos Meteorológicos nas Características dos Módulos FV	24
2.8. Panorama da Energia Solar FV no Mundo	24
2.8.1. Portugal	26
3. A Central Fotovoltaica de Estudo	28
3.1. Apresentação	28
3.3. Caracterização da Central	29
3.3.1. Módulos Instalados	29
3.3.2. Tipologia e Características do Sistema	30
3.4. Sombreamento	32
3.6. Tratamento e Análise de Dados	35
3.7. Fatores de Desempenho	46
4. Estimativas Teóricas e Resultados	49
4.1. Interface do <i>Software</i> SAM	49
4.3. Resultados com as Simulações do SAM	52
4.5. Interface do <i>Software</i> PVSyst	59
4.6. Resultados com as Simulação do PVSyst	61
4.8. Comparação das Produções Teóricas com as Reais	65
4.9. Comparação dos Fatores de Desempenho	71

5. Medidas de Otimização.....	73
6. Conclusões	77
6.1. Trabalhos Futuros	78

Glossário

Acrónimos

AF	Alta Frequência
AM	Air Mass (Massa de Ar)
a-Si	Silício Amorfo
a-Si/ μ c-Si	Silício Micro-amorfo
BF	Baixa Frequência
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	<i>Cadmium Telluride</i>
CIGS	<i>Copper Indium-Gallium Diselenide</i>
CIS	<i>Copper Indium Selenide</i>
compr./alt./prof.	Comprimento/Altura/Profundidade
CPV	<i>Concentrating Photovoltaic</i>
c-Si	Silício Cristalino
eV	Eletro-Volts
FV	Fotovoltaico
Inv.	Inversor
mc-Si	Silício Monocristalino
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operation Cell Temperature</i>
pc-Si	Silício Policristalino
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UV	Ultravioleta

Nomenclatura

A_m	Área do Módulo	[m ²]
CF	Fator de Capacidade	[%]
E	Energia	[kWh]
E_{CA}	Energia em CA	[kWh]
$E_{CA}^{Central}$	Eletricidade CA Central	[MWh]
$E_{CA}^{Est. Central}$	Eletricidade CA Estimada da Central	[MWh]
$E_{CA}^{Est. Str.}$	Eletricidade CA Estimada da <i>String</i>	[kWh]
$E_{CA}^{Inv.}$	Eletricidade CA Inversor	[kWh]
G	Irradiação	[Wh/m ²]
G_{PDM}	Irradiação no Plano do Módulo	[kWh/m ² /ano]
I	Corrente	[A]
I_{mp}	Corrente de Máxima Potência	[A]
I_{sc}	Corrente de Curto Circuito	[A]
P	Potência	[W]
P_{CA}	Potência CA	[kW]
$P_{CA}^{Inv.}$	Potência CA Inversor	[kW]
P_{CC}	Potência em CC	[kWp]
PR	Rácio de Desempenho	[%]
S_{PDM}	Energia Solar Incidente no Plano do Módulo	[MWh]
T	Temperatura	[°C]
T_c	Temperatura das Células	[°C]
U	Tensão	[V]
U_{mp}	Tensão de Máxima Potência	[V]
U_{oc}	Tensão de Circuito Aberto	[V]
Y	Produtividade	[kWh/kWp]
η_m	Rendimento do Módulo	[%]
$D_{\%}$	Desvio Percentual	[%]

Índice de Figuras

Figura 1 - Banda de valência (valence band), banda de lacuna (GAP), banda de condução (conduction band) (Sampaio & González, 2017).	3
Figura 2 - Célula fotovoltaica (Sampaio & González, 2017).	5
Figura 3 - Esquema representativo dos vários tipos de tecnologias.	5
Figura 4 - Evolução da capacidade instalada em GWp (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).	6
Figura 5 - Produção dos diferentes tipos de células fotovoltaicas em GWp (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).	6
Figura 6 - Imagem ilustrativa das versatilidades da tecnologia “thin film” (Sustainia, s.d.).	7
Figura 7 - Estrutura das células solares nano-cristalinas (Sharma, et al., 2015).	8
Figura 8 - Células solares concentradoras (Sharma, et al., 2015).	9
Figura 9 - Evolução das eficiências dos diversos tipos de células fotovoltaicas (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).	10
Figura 10 - Sistema FV simples com carga CC (Jäger, et al., 2014).	11
Figura 11 - Sistema FV “off-grid connected” (Jäger, et al., 2014).	11
Figura 12 - Sistema FV “on-grid connected” (Jäger, et al., 2014).	12
Figura 13 - Sistema FV híbrido (Jäger, et al., 2014).	13
Figura 14 - Complexidade de um sistema FV (Rfassbind, 2018).	13
Figura 15 - Ligação em série de células fotovoltaicas (Jäger, et al., 2014).	14
Figura 16 - Ligação em paralelo de células fotovoltaicas (Jäger, et al., 2014).	14
Figura 17 - Curvas I-U da associação de células fotovoltaicas.	15
Figura 18 - Dois exemplos de ligação de células fotovoltaicas num módulo (Jäger, et al., 2014).	15
Figura 19 - Representação gráfica do fator de preenchimento (National Instruments, 2012).	16
Figura 20 - Exemplo de uma situação de bypass de uma célula (Jäger, et al., 2014).	17
Figura 21 - Curva I-U de uma célula em diferentes condições (Jäger, et al., 2014).	17
Figura 22 - Sistema de monitorização e controlo do MPP (Jäger, et al., 2014).	20
Figura 23 - Configuração do tipo centralizada (Yilmaz & Dincer, 2017).	21
Figura 24 - Configuração do tipo inversor de “string” (Yilmaz & Dincer, 2017).	22
Figura 25 - Configuração do tipo inversor de “multistring” (Cabrera-Tobar, et al., 2016).	23
Figura 26 - Configuração do tipo micro-inversor (Yilmaz & Dincer, 2017).	23
Figura 27 - Comparação dos diversos tipos de tipologias.	24
Figura 28 - Evolução mundial da capacidade instalada de sistemas solares FV (REN21, 2017).	25
Figura 29 - Aumento da capacidade instalada em 2016 por países (REN21, 2017).	25
Figura 30 - Evolução da capacidade instalada ao longo dos anos por país (REN21, 2017).	26
Figura 31 - Evolução da percentagem do tipo de sistemas utilizados (REN21, 2017).	26
Figura 32 - Evolução da capacidade instalada das diversas fontes de energia renováveis (DGEG, 2017).	27
Figura 33 - Irradiação média anual na europa (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).	27
Figura 34 - Fotografia da central fotovoltaica do INESC TEC.	28
Figura 35 - Fotografia aérea da central fotovoltaica (Google Maps, s.d.).	28
Figura 36 - Esquema da distribuição espacial dos módulos fotovoltaicos.	31
Figura 37 - Esquema com as características de montagem.	31
Figura 38 - Vista superior dos ângulos azimutais.	32
Figura 39 - Vista em perspetiva do ângulo da altura solar.	32
Figura 40 - Carta Solar para a cidade do Porto (latitude 41°) (Fonte: Benapoz software).	34
Figura 41 - Produção total da central em cada ano.	35
Figura 42 - Produção total em cada inversor desde o início do funcionamento da central.	36
Figura 43 - Produção anual em cada inversor.	36
Figura 44 - Produção mensal em cada inversor no ano de 2016.	37

Figura 45 - Produção mensal em cada inversor no ano de 2014.	37
Figura 46 - Valores médios mensais das produções nos inversores 1, 2 e 3.	38
Figura 47 - Valores médios mensais das produções nos inversores 4, 5 e 6.	39
Figura 48 - Valores médios mensais de produção no inversor 1.	40
Figura 49 - Valores médios mensais de produção no inversor 2.	40
Figura 50 - Valores médios mensais de produção no inversor 3.	41
Figura 51 - Valores médios mensais de produção no inversor 4.	41
Figura 52 - Valores médios mensais de produção no inversor 5.	41
Figura 53 - Valores médios mensais de produção no inversor 6.	42
Figura 54 - Valores médios anuais de produção em cada inversor.	43
Figura 55 - Valores médios mensais de produção de toda a central.	43
Figura 56 - Produção de um dia típico de verão e de inverno em cada inversor.	44
Figura 57 - Percentagem do número de dias “off” em cada inversor.	44
Figura 58 - Número total de dias de cada mês em que pelo menos um dos inversores esteve parado.	45
Figura 59 - Comparação da irradiação solar mensal.	45
Figura 60 - Interface de inserção dos dados meteorológicos (SAM).	49
Figura 61 - Interface de inserção das especificações dos módulos (SAM).	50
Figura 62 - Interface de inserção das especificações dos inversores (SAM).	50
Figura 63 - Interface de inserção da configuração do sistema (SAM).	51
Figura 64 - Interface de inserção da percentagem de perdas (SAM).	51
Figura 65 - Estimativas de produção mensais das strings A e F (SAM).	52
Figura 66 - Estimativas de produção mensais da string B (SAM).	53
Figura 67 - Estimativas de produção mensais das strings C, D e E (modelo Open 235 PC60) (SAM).	54
Figura 68 - Estimativas de produção mensais das strings C, D e E (modelo Open 240 PQ60) (SAM).	55
Figura 69 - Estimativas da produção mensal da central FV (SAM).	56
Figura 70 - Análise paramétrica ao ângulo de inclinação (SAM).	57
Figura 71 - Produção estimada anual em função do ângulo de inclinação (SAM).	57
Figura 72 - Análise paramétrica ao ângulo azimutal (SAM).	57
Figura 73 - Produção estimada anual em função do ângulo azimutal (SAM).	58
Figura 74 - Interface de inserção dos dados climáticos (PVSyst).	59
Figura 75 - Interface de inserção das características da instalação (PVSyst).	59
Figura 76 - Interface de inserção da configuração do sistema (PVSyst).	60
Figura 77 - Interface de inserção das perdas do sistema (PVSyst).	60
Figura 78 - Estimativas de produção mensais das strings A e F (PVSyst).	61
Figura 79 - Estimativas de produção mensais da string B (PVSyst).	62
Figura 80 - Estimativas de produção mensais das strings C, D e E (PVSyst).	62
Figura 81 - Estimativas da produção mensal da central FV (PVSyst).	63
Figura 82 - Análise paramétrica ao ângulo de inclinação dos painéis (PVSyst).	64
Figura 83 - Análise paramétrica ao ângulo azimutal dos painéis (PVSyst).	64
Figura 84 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string C).	65
Figura 85 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string D).	66
Figura 86 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string E).	67
Figura 87 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string A).	68
Figura 88 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string B).	69
Figura 89 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string F).	69
Figura 90 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (central).	70
Figura 91 - Produção da central nova configuração e configuração anterior (SAM).	74
Figura 92 - Produção da central nova configuração e configuração anterior (PVSyst).	74
Figura 93 - Estimativas de produção da central após a uniformização (SAM).	75
Figura 94 - Estimativas de produção da central após a uniformização (PVSyst).	76

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens da energia solar fotovoltaica (Sharma, et al., 2015).....	4
Tabela 2 - Propriedades elétricas dos módulos.....	29
Tabela 3 - Características elétricas dos inversores.	30
Tabela 4 - Ângulos azimutais e de altura solar para as situações críticas.....	34
Tabela 5 - Valores médios mensais de produção de cada inversor (dados não filtrados).....	38
Tabela 6 - Valores médios mensais de produção em cada inversor (dados filtrados).	39
Tabela 7 - Valores médios anuais da produção em cada inversor e da central.	42
Tabela 8 - Associação de cada inversor a cada string.	46
Tabela 9 - Valores da produtividade (Y) de cada uma das strings e da central.	47
Tabela 10 - Fatores de capacidade (CF) de cada string e da central.	47
Tabela 11 - Valores do rácio de desempenho (PR) de cada string e da central.	48
Tabela 12 - Valores das perdas estimadas para os strings A e F.	52
Tabela 13 - Fatores de desempenho estimados das strings A e F (SAM).....	53
Tabela 14 - Fatores de desempenho estimados da string B (SAM).	53
Tabela 15 - Valores das perdas estimadas para as strings C, D e E.....	54
Tabela 16 - Fatores de desempenho estimados das strings C, D e E para os dois casos em simulação (SAM).....	55
Tabela 17 - Fatores de desempenho estimados da central (SAM).	56
Tabela 18 - Fatores de desempenho estimados das strings A e F (PVSyst).	61
Tabela 19 - Fatores de desempenho estimados da string B (PVSyst).....	61
Tabela 20 - Fatores de desempenho estimados das strings C, D e E (PVSyst).....	63
Tabela 21 - Fatores de desempenho estimados da central (PVSyst).....	63
Tabela 22 - Tabela dos desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string C).	65
Tabela 23 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string D).	66
Tabela 24 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string E).	67
Tabela 25 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string A).	68
Tabela 26 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string B).	69
Tabela 27 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string F).	70
Tabela 28 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (central).	70
Tabela 29 - Comparação entre os fatores de desempenho reais e os obtidos pelas estimativas (strings C, D e E).....	71
Tabela 30 - Comparação entre os fatores de desempenho reais e os obtidos pelas estimativas (strings A e F).	72
Tabela 31 - Comparação entre os fatores de desempenho reais e os obtidos pelas estimativas (strings B).	72
Tabela 32 - Comparação entre os fatores de desempenho reais e os obtidos pelas estimativas (central). ..	72

1. Introdução

1.1. Enquadramento do Trabalho

A presente tese de dissertação de mestrado, encontra-se inserida da unidade curricular de Dissertação do Mestrado Integrado de Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. O trabalho teve início no mês de fevereiro de 2018 e decorreu ao longo do 2º semestre do ano letivo 2017/2018.

Este trabalho teve por base o estudo de uma central fotovoltaica de pequena dimensão, com cerca de 16 kWp de potência instalada, que serve de fonte de produção de eletricidade para o edifício sede do INESC TEC. Esta central serve também como fonte de estudo para o Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes e Veículos Elétricos do INESC e foi instalada tendo como objetivo o estudo de *smart grids* e de tecnologias de conversão, sendo esta a principal fonte de energia renovável deste estudo. A central encontra-se ligada à rede elétrica do edifício e à rede elétrica nacional, existindo a possibilidade de no caso de excesso de produção (o que na prática nunca se verifica), o remanescente da eletricidade gerada ser injetada na rede elétrica nacional.

A construção desta pequena central foi realizada em diferentes fases tendo-se tido como critério a maximização da potência a instalar na área existente da cobertura do edifício. Relativamente aos dados recolhidos pelo laboratório, não existia qualquer tratamento ou organização, nem sequer um conhecimento das condições de funcionamento e operação da central.

Devido a estes factos, o presente trabalho tornou-se importante, pois visa estudar o desempenho da central tendo em conta os dados recolhidos e fornecidos pela instituição e posteriormente, com base nestes e em estimativas teóricas também realizadas, propor algumas medidas com vista a otimização da mesma e à melhoria do seu desempenho.

O presente trabalho será apresentado oralmente na *International Conference on Energy and Environment Research*, ICEER 2018, no mês de julho de 2018 na cidade de Praga, República Checa, e será publicado no jornal *Energy Procedia* da editora *Elsevier*. No Anexo D apresenta-se o *abstract* do artigo publicado.

1.2. Objetivos do Trabalho

O presente trabalho teve como objetivo avaliar e propor medidas de otimização do desempenho de uma central fotovoltaica de pequena dimensão que se encontra instalada na cobertura do edifício do INESC TEC.

Esta avaliação teve como intuito o estudo das produções de energia elétrica médias efetivas da central, com base nos dados fornecidos pela instituição, recorrendo a uma filtragem e tratamento dos mesmos, de modo a que estes fossem o mais representativos possível do comportamento da central. Posteriormente, foram realizadas estimativas teóricas do desempenho da mesma, recorrendo a *software* de simulação adequado onde, com recurso a estes valores e por comparação com os dados tratados, foi feita a avaliação da mesma.

Por último, as propostas de medidas de otimização tiveram por objetivo encontrar algumas soluções de modo a melhorar o desempenho da central e de modo a que a produção da mesma seja incrementada e otimizada.

1.3. Metodologia de Trabalho

Neste trabalho seguiu-se a seguinte metodologia. Onde numa primeira etapa procurou-se recolher o máximo de informação relativamente ao estado da arte dos sistemas solares fotovoltaicos e aos componentes constituintes dos mesmos. De seguida, procedeu-se à caracterização do objeto de estudo, a central fotovoltaica, apresentando-se todas as características da mesma e dos elementos que a constituem. Posteriormente realizou-se todo o tratamento de dados com base na folha de registo disponibilizada pelo INESC TEC, que apresentava dados desde o dia 28/4/2013 até ao dia 18/10/2017.

Seguidamente, procedeu-se à estimativa teórica da produção gerada pela central, através de dois *softwares* de simulação denominados SAM (*System Advisor Model*) e PVSyst. Após as simulações e a obtenção das estimativas teóricas procedeu-se à sua comparação com os dados existentes, tendo-se elaborado diversas sugestões para a otimização e para o melhoramento da central.

1.4. Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos. No capítulo 1 é feita a introdução. No capítulo 2 desenvolve-se todo o estudo e pesquisa relativamente ao estado da arte relacionado com os sistemas solares fotovoltaicos e todos os componentes que os constituem.

No capítulo 3 procede-se à apresentação e caracterização do objeto de estudo, neste caso a central fotovoltaica do INESC TEC, assim como se realiza todo o tratamento de dados da mesma.

No capítulo 4 apresentam-se as estimativas teóricas da central recorrendo aos *softwares* SAM e PVSyst. No mesmo capítulo é feita uma análise comparativa entre as estimativas teóricas e os dados reais da produção da central.

No capítulo 5 realiza-se toda a otimização da central, onde se propõem algumas soluções de modo a que o desempenho desta possa ser otimizado.

Por fim, no capítulo 6 estabelecem-se as conclusões finais de todo o trabalho e onde se propõem alguns trabalhos futuros.

2. Estado da Arte

2.1. Energia Solar: Definição

A energia solar é definida como sendo toda a energia que é possível aproveitar a partir da radiação emitida a cada instante pelo sol. Esta radiação é caracterizada por ser inesgotável e por ser estar disponível sem qualquer custo. A energia solar é uma fonte de energia renovável e é considerada a mais promissora forma de produção de eletricidade no campo das energias de fonte renovável.

O aproveitamento fotovoltaico tem apresentado uma crescente procura e um elevado grau de investimento, tendo-se tornado o mercado fotovoltaico bastante disputado, principalmente em locais como a Europa, a China e os Estados Unidos (Sampaio & González, 2017). No capítulo 2.8 na Figura 29 é possível observar a capacidade instalada em cada uma destas geográficas.

2.2. Aproveitamento da Energia Solar

A energia solar pode ser aproveitada de duas formas distintas: a forma térmica e a forma fotovoltaica. A forma térmica aproveita o calor proveniente da radiação solar através de coletores térmicos. Este calor pode ser aproveitado diretamente ou pode ser posteriormente transformado em eletricidade. A forma fotovoltaica permite a obtenção de eletricidade diretamente a partir da radiação solar (Gangopadhyay, et al., 2013).

• Efeito Fotoelétrico

O aproveitamento da energia solar sob a forma fotovoltaica baseia-se no efeito fotoelétrico. Este efeito ocorre em materiais designados materiais semicondutores, sendo estes caracterizados por apresentarem duas bandas de energia distintas. Uma das bandas de energia denomina-se banda de valência, na qual é permitida a presença de eletrões e uma outra banda é denominada banda de condução, que é caracterizada pela ausência de eletrões (Sampaio & González, 2017). Estas bandas são possíveis de observar na Figura 1, estando ambas esquematizadas, assim como, a sua estruturação no caso de materiais condutores e de materiais semicondutores.

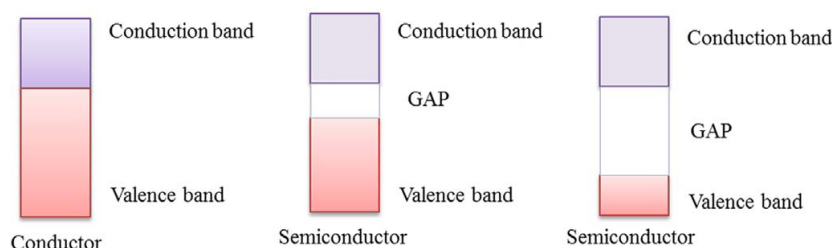


Figura 1 - Banda de valência (valence band), banda de lacuna (GAP), banda de condução (conduction band) (Sampaio & González, 2017).

O efeito fotoelétrico é induzido pela radiação solar que transmite ao semicondutor a quantidade de energia necessária para promover a transição dos eletrões das camadas mais externas dos átomos da banda de valência para a banda de condução, conseguindo assim vencer-se a banda de lacuna (GAP), gerando-se deste modo, uma corrente elétrica (Sampaio & González, 2017). Na Figura 1 pode-se observar dois tipos de semicondutores segundo o tamanho do GAP.

O material semicondutor mais utilizado é o silício, o segundo elemento mais abundante na Terra. Os seus átomos apresentam quatro eletrões de valência que são capazes de conectar-se com os seus vizinhos criando uma rede cristalina. Este elemento necessita de 1,12 eV para os eletrões conseguirem exceder a banda de lacuna (GAP) (Jäger, et al., 2014).

• Vantagens e Desvantagens

Tal como qualquer outro tipo de tecnologia a sua utilização apresenta vantagens e desvantagens. A principal vantagem desta tecnologia é a capacidade de gerar energia sem recorrer a combustíveis fósseis, evitando-se assim todos os processos que lhe estão inerentes, como a extração, a refinação e o transporte. Deste modo, esta forma de produção de energia/eletricidade permite reduzir a dependência dos combustíveis fósseis, diminuindo-se assim as emissões dos gases contribuintes para o aumento do efeito de estufa. Concomitantemente, é uma forma de produção de energia, na qual a sua fonte de produção, o Sol, é abundante e inesgotável. Do mesmo modo, é também uma forma de produção de energia sem emissão de ruído e na qual a sua aplicação pode ser efetuada em qualquer local seja ele um ambiente urbano ou um ambiente rural.

Relativamente a desvantagens, a sua principal desvantagem é o seu elevado custo inicial de investimento, que é superior a outras tecnologias, assim como a sua baixa eficiência. De somar ainda que, durante o seu ciclo de vida os sistemas necessários para a produção de energia solar fotovoltaica consomem uma grande quantidade de energia e emitem inevitavelmente gases contribuidores para o aumento do efeito de estufa, nomeadamente durante as fases de produção, montagem e transportes dos mesmos.

Estas vantagens e desvantagens, entre outras, encontram-se sintetizadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Vantagens e desvantagens da energia solar fotovoltaica (Sharma, et al., 2015).

Vantagens	Desvantagens
Fonte de energia gratuita	Grande custo inicial
Baixa manutenção	Grandes áreas de instalação
Sistema fiável	Grande dependência do desenvolvimento tecnológico
Energia limpa	Condições geográficas
Grande disponibilidade	Limitação na disponibilidade de sistemas no mercado
Baixo custo de operação	Produção não constante no tempo
Mitigadora das emissões de gases promotores de efeito de estufa	
Não produz ruído	

• Células Fotovoltaicas

De modo, a ser possível gerar-se o efeito fotoelétrico através de um dispositivo, é necessário criar-se uma junção PN. Esta junção é caracterizada por duas partes, uma das partes é constituída por um material do tipo N e outra parte é constituída por um material do tipo P

Assim sendo, idealmente todos os dispositivos fotovoltaicos incorporariam uma junção PN no semicondutor, através da qual a foto-voltagem seria desenvolvida. Estes dispositivos são denominados células fotovoltaicas. Uma junção PN de uma célula fotovoltaica encontra-se representada na Figura 2, onde o material do tipo N é o material na qual incide a radiação solar, e na qual é possível observar a geração de corrente elétrica

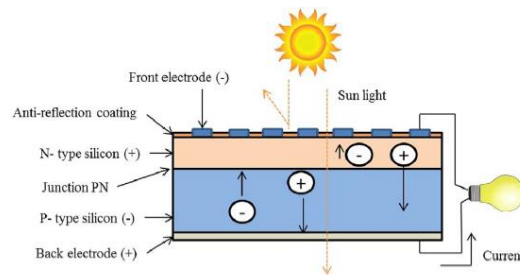


Figura 2 - Célula fotovoltaica (Sampaio & González, 2017).

2.3. Tipos de Células Fotovoltaicas

Existem alguns requerimentos que os materiais de que são constituídas as células fotovoltaicas devem cumprir, entre os quais se destaca uma *gapband* com energia de 1,1 a 1,7 eV, pois valores inferiores a estes levam a que a passagem dos eletrões da banda de valência para a banda de condução seja demasiado fácil, aproximando-se o material de um material condutor. Valores superiores a estes torna-se demasiado difícil a transição dos eletrões (Sampaio & González, 2017).

Outras características que os materiais devem ter são: uma grande disponibilidade; não-toxicidade; facilidade no processo de produção; suscetibilidade de grande volume de produção; estabilidade a longo termo; e por último e de grande importância uma boa eficiência de conversão fotovoltaica.

Presentemente, existe uma grande variedade tecnológica de células fotovoltaicas que usam diferentes materiais e tecnologias com graus de maturidade diferentes. Estas dividem-se em três grandes grupos, as células fotovoltaicas de primeira, segunda e terceira geração (Gangopadhyay, et al., 2013) (Sampaio & González, 2017). Na Figura 3 apresenta-se um esquema representativo das diferentes gerações e as tecnologias a elas associadas.

- i. Primeira Geração: são células fotovoltaicas com um grau de maturidade de completa comercialização, constituídas por silício cristalino (c-Si), podendo este ser monocristalino (mc-Si) ou policristalino (pc-Si).
- ii. Segunda Geração: células fotovoltaicas com recente implementação no mercado e por isso em desenvolvimento, estas células são baseadas em tecnologias *thin-film* FV e são divididas em três famílias: (1) silício amorfo (a-Si) e silício microamorfo (a-Si/ μ c-Si); (2) *cadmium telluride* (CdTe); (3) *copper indium selenide* (CIS) e *copper indium-gallium diselenide* (CIGS).
- iii. Terceira Geração: células fotovoltaicas com tecnologia não implementada no mercado e baseadas em novos conceitos em desenvolvimento como, células fotovoltaicas orgânicas e células fotovoltaicas de concentração (CPV).

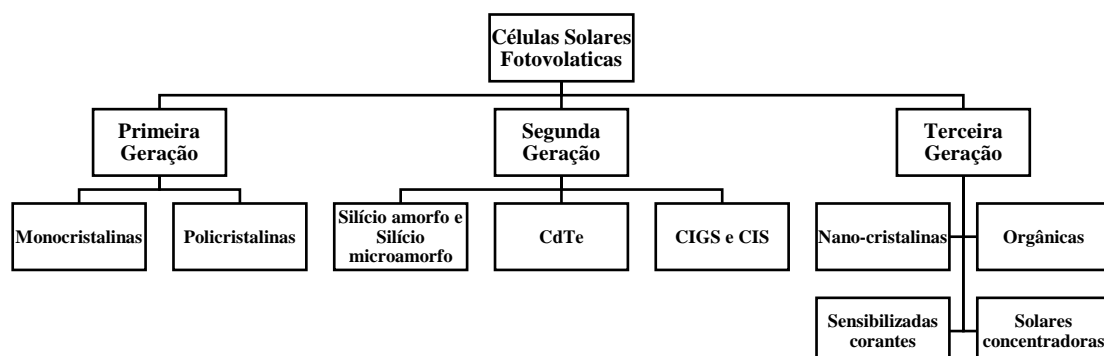


Figura 3 - Esquema representativo dos vários tipos de tecnologias.

Mundialmente, nem todas estas tecnologias têm o mesmo grau de implementação e utilização. De facto, são as células de primeira geração que têm uma maior quota de utilização no mercado, seguindo-se as células de segunda geração que tem verificado um grande crescimento nos últimos anos. Dentro das células de primeira geração existe uma distribuição aproximada de 60% da capacidade instalada de células de silício monocristalino e a restante percentagem de células de silício policristalino. Igualmente tem-se verificado uma maior produção de células policristalinas nos anos mais recentes, tal como é possível observar na Figura 5. Na Figura 4 é possível observar a capacidade instalada em GWp das principais tecnologias no ano de 2014.

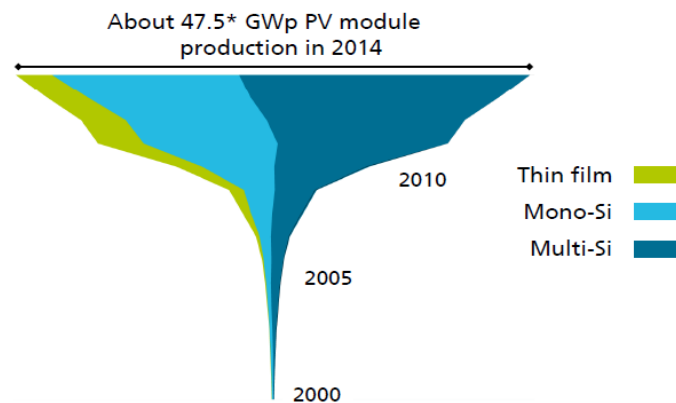


Figura 4 - Evolução da capacidade instalada em GWp (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).

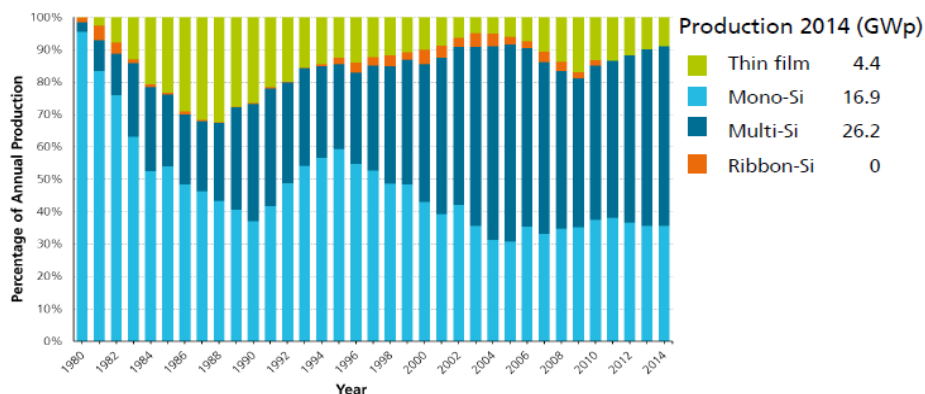


Figura 5 - Produção dos diferentes tipos de células fotovoltaicas em GWp (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).

• Primeira Geração: Células de Silício

As células de silício são as mais utilizadas comercialmente, contando com cerca de 90% da cota de mercado em 2014. O sucesso deste tipo de células baseia-se em 4 grandes características do silício, que são a sua abundância na natureza, a sua estabilidade e não toxicidade, a existência de uma *gapband* na ordem dos 1,12 eV, valor mais adaptado para o espectro solar terrestre, e por último a sua fácil compatibilidade com os componentes microeletrónicos feitos à base de silício (transístores e circuitos integrados) (Sampaio & González, 2017) (Placzek-Popko, 2017).

As células monocristalinas são as que apresentam uma maior eficiência de conversão da radiação solar, com uma eficiência de 25% para as células e com uma eficiência de 22,9% para os módulos (Gangopadhyay, et al., 2013). No entanto este tipo de células apresenta um maior

custo de produção e como consequência um maior tempo de retorno do investimento (Sampaio & González, 2017) (Płaczek-Popko, 2017).

As células policristalinas surgiram com a necessidade da indústria conseguir produzir células com menores custos e melhores taxas de produção, tendo-se criado então um novo processo de cristalização, que transformou estas células em células muito mais atrativas nos anos mais recentes. No entanto, estas células apresentam uma menor eficiência de conversão da radiação solar quando comparadas com as células monocristalinas (Sampaio & González, 2017). Este tipo de células apresenta uma eficiência típica de 20,4% para as células propriamente ditas e de 18,2% no caso dos módulos (Gangopadhyay, et al., 2013).

• Segunda Geração: *Thin Film Solar Cells*

Este tipo de tecnologia surgiu no seguimento da procura por parte da indústria de uma redução do custo de produção das células fotovoltaicas. Este tipo de células apresenta como principal vantagem a necessidade de muito menor quantidade de material semicondutor para absorver a mesma quantidade de radiação solar, atingindo-se poupanças de material relativamente às células de silício cristalino na ordem dos 99% (Sampaio & González, 2017) (Sharma, et al., 2015). Concomitantemente, estas células ainda apresentam como vantagem a sua capacidade de instalação em diversos tipos de substratos como vidro, polímeros ou metais, conseguindo assim serem facilmente integradas em diversos componentes de construção (Gangopadhyay, et al., 2013).

Deste modo, e devido ao recente desenvolvimento, a utilização deste tipo de células tem vindo a aumentar significativamente, onde se destacam como razões para o seu crescimento, a sua elevada flexibilidade (como é possível observar na Figura 6), a sua facilidade de instalação, eficiência moderada de 5% a 13% e o seu tempo de serviço de 25 anos (Sampaio & González, 2017) (Płaczek-Popko, 2017).



Figura 6 - Imagem ilustrativa das versatilidades da tecnologia “thin film” (Sustainia, s.d.).

As células fotovoltaicas de segunda geração dividem-se em 3 grandes tipos, sendo estes:

- a-Si e a-Si/ μ c-Si
- CdTe
- CIGS e CIS

As células de silício amorfo (a-Si) apresentam como vantagem a necessidade de uma menor quantidade de energia para o processamento do seu substrato, tornando este tipo de células comparativamente muito mais acessíveis e amplamente disponíveis. A palavra “amorfo” deriva do facto de o material de silício comprimido não apresentar um arranjo de átomos segundo uma estrutura cristalina ou altamente estruturada. Este tipo de células apresenta uma eficiência de 4% a 8%, conseguindo também operar a elevadas temperaturas e em situações de grandes alterações das condições climáticas (Sharma, et al., 2015).

As células de silício microamorfo ($a\text{-Si}/\mu\text{c-Si}$) são células que utilizam dois tipos de materiais: o silício amorfo e o silício microcristalino. O silício amorfo encontra-se na camada superior e é capaz de converter as radiações de baixo comprimento de onda do espectro visível da radiação solar e o silício microcristalino encontra-se na camada inferior e é capaz de converter as radiações com maior comprimento de onda. Deste modo, são alcançados valores de eficiência de mais 8-9% quando comparadas com as células de silício amorfo

As células que são constituídas por CdTe, são as consideradas mais promissoras no campo do binómio de baixos custos de produção aliados a altas eficiências (cerca de 9% a 11% de eficiência). Este tipo de células é caracterizado por apresentar o *gap* ideal, com um valor de 1,45 eV, e por apresentar um alto valor do coeficiente de absorção. No entanto a sua toxicidade levanta alguns problemas relativamente ao seu impacto no meio ambiente (Sampaio & González, 2017) (Sharma, et al., 2015).

Por último, as células fabricadas em CIS e CIGS são células de que apresentam elevados coeficientes de absorção, assim como características elétricas ótimas para o ajuste dos dispositivos. As células do tipo CIGS são células que apresentam uma eficiência ainda superior às células do tipo CdTe, apresentando valores de eficiência na ordem dos 10% a 12% (Sharma, et al., 2015).

• Terceira Geração

As células fotovoltaicas de terceira geração são células com uma tecnologia promissora que ainda se encontram num estado desenvolvimento tecnológico, e como tal, não são completamente comercializáveis (Sharma, et al., 2015) (Płaczek-Popko, 2017).

Dentro desta geração existem diversos tipos de tecnologias, de entre as quais se destacam as seguintes:

- Células solares nano-cristalinas;
- Células solares orgânicas;
- Células solares sensibilizadas corantes (*Dye-sensitized solar cells*);
- Células solares concentradoras;

As células solares nano-cristalinas, também conhecidas por células solares *quantum dots* (QD), são compostas por um semiconductor que apresenta dimensões na gama dos nano-cristais. Os materiais normalmente utilizados são o silício poroso e o dióxido de titânio poroso. A principal vantagem da utilização de nano-cristais é o facto de estes serem capazes de converter mais 60% do espectro solar conseguindo assim produzir o dobro da eletricidade obtida pelas células solares existentes no mercado. As células fotovoltaicas com esta tecnologia apresentam eficiências globais de 10% (Badawy, 2015) (Sharma, et al., 2015). Na Figura 7 apresenta-se uma representação das diferentes camadas constituintes das células solares nano-cristalinas.

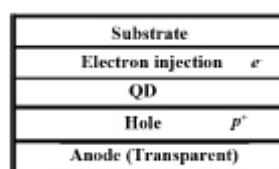


Figura 7 - Estrutura das células solares nano-cristalinas (Sharma, et al., 2015).

Relativamente às células solares orgânicas, estas são células fotovoltaicas que oferecem um potencial de longo termo no que diz respeito à tecnologia fotovoltaica considerada economicamente viável em projetos de grande escala. Este potencial deve-se ao baixo custo dos semicondutores orgânicos quando comparados com os semicondutores inorgânicos, como o silício. Adicionalmente este tipo de células orgânicas necessita de técnicas de processamento muito mais simples que as demais células. As células orgânicas são construídas a partir de *thin*

films de semicondutores orgânicos como os polímeros, destacando-se entre estes o pentaceno, polifenileno e o venileno.

Este tipo de células, orgânicas, apresenta ainda um conjunto significativo de vantagens, onde se destaca a flexibilidade e a semi-transparência, a facilidade de integração em diferentes dispositivos e os baixos custos de produção e instalação (70% dos custos dos sistemas tradicionais). Contudo, este tipo de células tem uma durabilidade limitada e uma eficiência mais reduzida em comparação com as células de silício, pois a sua capacidade de absorção da radiação solar incidente é mais baixa, assim como apresenta uma *gap energy* mais elevada (2,0 eV). Assim sendo, este tipo de células fotovoltaicas ainda apresentam um longo processo de desenvolvimento e de pesquisa de modo a poderem competir com as células feitas à base de silício (Sampaio & González, 2017) (Badawy, 2015) (Sharma, et al., 2015).

Quanto às células solares sensibilizadas corantes, estas são consideradas células fotovoltaicas híbridas, pois são formadas a partir de materiais orgânicos e inorgânicos. A principal diferença entre estas células e as convencionais reside no facto de o elemento responsável pela absorção da radiação solar, o corante, estar separado do mecanismo de transporte da carga. Assim sendo, é permitida a utilização de matérias-primas mais impuras e uma simplificação dos processos de produção das células. Estas células apresentam uma eficiência significativa de 7% a 11%, assim como flexibilidade e transparência elevada (Badawy, 2015) (Sharma, et al., 2015) (Sampaio & González, 2017).

Por último, relativamente às células solares concentradoras, estas têm como princípio fundamental a concentração da radiação solar numa pequena região da célula fotovoltaica. Este princípio é conseguido recorrendo a espelhos e lentes que focam e direcionam a luz solar para uma determinada região da célula.

No entanto, a convergência dos raios solares leva a geração de grandes quantidades de calor, que é posteriormente aproveitado para a geração de eletricidade. Estas células são consideradas igualmente bastante promissoras, pois conseguem alcançar cerca de 40% de eficiência o que é significativamente superior a todos os demais sistemas e tecnologias (Sharma, et al., 2015). Na Figura 8 apresenta-se uma representação deste tipo de células.

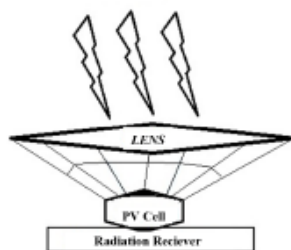


Figura 8 - Células solares concentradoras (Sharma, et al., 2015).

No Anexo A encontra-se na Tabela A 1 a informação comparativa com algumas das principais diferenças e semelhanças entre os diferentes tipos de tecnologias, de 1ª, 2ª e 3ª geração.

• Evolução da Performance das Células

A evolução da eficiência das células fotovoltaicas não tem sido semelhante para todo o tipo de gerações, tal como é possível observar na Figura 9, onde se apresenta a evolução da eficiência dos diferentes tipos de células fotovoltaicas produzidas em laboratório ao longo dos vários anos.

Como é possível notar nesse mesmo gráfico, as células fotovoltaicas que têm sofrido uma maior evolução nas suas eficiências ao longo dos anos têm sido as células de 2ª e 3ª geração, enquanto as células de 1ª geração têm tido uma evolução constante ao longo dos anos.

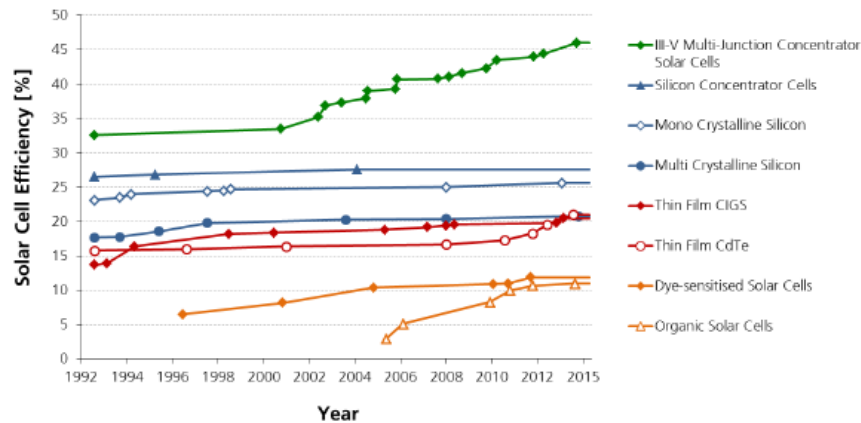


Figura 9 - Evolução das eficiências dos diversos tipos de células fotovoltaicas (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).

2.4. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas solares fotovoltaicos podem ser concebidos segundo uma vasta gama de complexidade, desde sistemas muito simples, meramente concebidos para alimentar uma carga, a sistemas com um elevado grau de complexidade como as grandes centrais fotovoltaicas.

Os sistemas mais simples são constituídos por um painel fotovoltaico e por uma carga que se alimenta diretamente da eletricidade fornecida pelo painel, que é produzida em CC (corrente contínua). Evidentemente, este tipo de sistema só permite o funcionamento da carga em condições de existência de radiação solar. Na Figura 10 apresenta-se um esquema representativo deste tipo de sistemas, onde se considera um sistema de uma bomba de água alimentada por energia solar (Jäger, et al., 2014).

Contudo, existem sistemas mais complexos, onde há a necessidade de utilização de eletricidade tanto de dia como de noite, assim como a alimentação de cargas CC e CA (corrente alternada). Assim sendo, nestes sistemas existe a necessidade de conversão da corrente contínua gerada pelos painéis em corrente alternada, tal como o armazenamento da energia elétrica em baterias de modo a esta poder ser aproveitada nas situações em que não há radiação solar, como ocorre durante o período noturno (Jäger, et al., 2014).

De acordo com o mencionado anteriormente, os sistemas mais complexos são divididos em três grandes grupos, os sistemas *on-grid connected*, os sistemas *off-grid connected* e os sistemas híbridos.

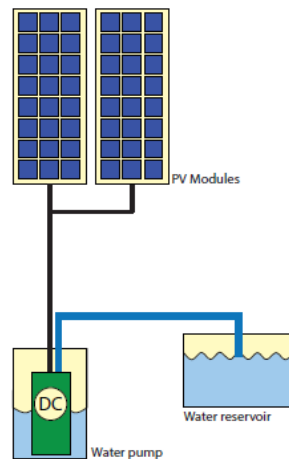


Figura 10 - Sistema FV simples com carga CC (Jäger, et al., 2014).

2.4.1. Off-Grid Connected

Os sistemas *off-grid connected* (desligados da rede) dependem unicamente da energia disponibilizada pelos painéis fotovoltaicos e podem ser sistemas onde a sua complexidade se resume a uma carga e um módulo fotovoltaico, como os sistemas mais simples mencionados acima, ou podem ser sistemas mais complexos onde existe a utilização de baterias e de um inversor para alimentar as cargas de CA. Nestes sistemas mais complexos existe também a necessidade de utilização de um controlador que faz a gestão de toda a alimentação das baterias, ou seja, que desliga os módulos fotovoltaicos quando as baterias estão completamente carregadas e que desliga a alimentação das cargas quando as baterias atingem um determinado limite mínimo. As baterias devem ter capacidade suficiente para o armazenamento da energia produzida durante o dia para esta ser gasta durante a noite ou em períodos meteorológicos não favoráveis. Na Figura 11 apresenta-se uma figura esquemática de um sistema *off-grid connected* (Jäger, et al., 2014).

Estes sistemas oferecem algumas vantagens quando comparados com os demais, destacando-se a não necessidade de dependência de ligações à rede, com os custos que isso poderia acarretar, principalmente em zonas mais remotas e isoladas, assim como uma total autossuficiência em termos de produção de eletricidade (Maehlum, 2013).

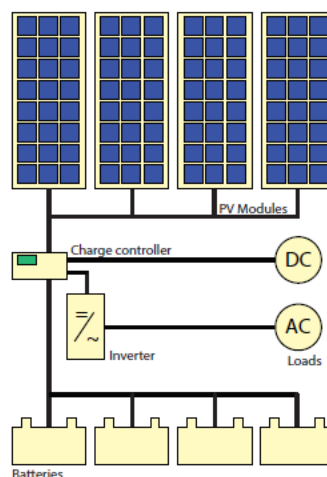


Figura 11 - Sistema FV “off-grid connected” (Jäger, et al., 2014).

2.4.2. On-Grid Connected

Os sistemas fotovoltaicos *on-grid connected* (conectados à rede) têm vindo a registar um crescimento significativo em aplicações de integração em edifícios (Jäger, et al., 2014). Estes sistemas estão conectados à rede através de inversores, que convertem a eletricidade gerada em corrente alternada e com as características que a rede exige. A eletricidade, para além de ser injetada na rede também pode ser direcionada para cargas que estejam ligadas ao sistema e que consumam eletricidade em CA. Estes sistemas não requerem a utilização de baterias, e como se encontram conectados à rede (que funciona como amortecedor), não sofrem qualquer problema em caso de excesso de energia produzida por parte dos painéis fotovoltaicos, assim como em caso de produção insuficiente funcionando esta como backup de energia. Este tipo de sistemas são os sistemas típicos das grandes centrais fotovoltaicas, na qual praticamente a totalidade da eletricidade gerada é injetada na rede, atingindo-se potências de vários MWp (Jäger, et al., 2014). Na Figura 12 apresenta-se representado um esquema representativo de um sistema *on-grid connected*.

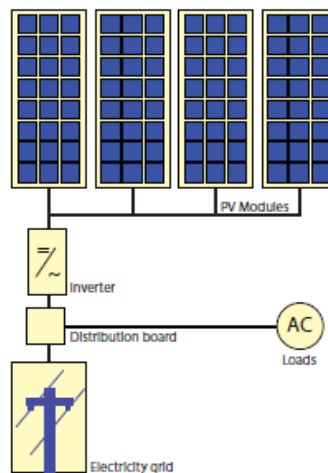


Figura 12 - Sistema FV "on-grid connected" (Jäger, et al., 2014).

Este tipo de sistemas apresenta um conjunto diverso de vantagens, pois os sistemas fotovoltaicos estando conectados à rede conseguem atingir melhores taxas de eficiência e apresentam menos equipamentos, diminuindo assim os custos de manutenção e de instalação. Outra grande vantagem deste tipo de sistemas reside no facto de a rede ser capaz de funcionar como um local de armazenamento de energia, pois a eletricidade ao ser injetada em tempo real vai sendo armazenada sob a forma de outros tipos de energia, conseguindo-se assim maiores taxas de poupança de energia, pois este modo de “armazenamento” apresenta maiores eficiências relativamente às baterias convencionais utilizadas nos sistemas *off-grid connected*. De acordo com a EIA (U.S. Energy Information Administration) as baterias usadas em sistemas fotovoltaicos conseguem apenas atingir eficiências de 80% a 90%, enquanto a transmissão e distribuição de eletricidade na rede apresenta perdas de apenas 7% (Maehlum, 2013).

2.4.3. Sistemas Híbridos

Os sistemas híbridos consistem na combinação de módulos fotovoltaicos com outro método de geração de eletricidade ou com a própria rede elétrica. Os outros métodos de geração de eletricidade podem tanto ser motores de combustão interna como aerogeradores ou como qualquer outro método capaz de gerar eletricidade. Nestes sistemas, a energia fotovoltaica é armazenada nas baterias, sendo posteriormente consumida pelas cargas. Quando o nível de energia contido nas baterias atinge níveis críticos, a eletricidade fornecida passa a ser efetuada pela fonte secundária ou pela própria rede. Na Figura 13 está representado um esquema deste tipo de sistemas, no presente caso um sistema na qual a fonte auxiliar é um gerador a diesel.

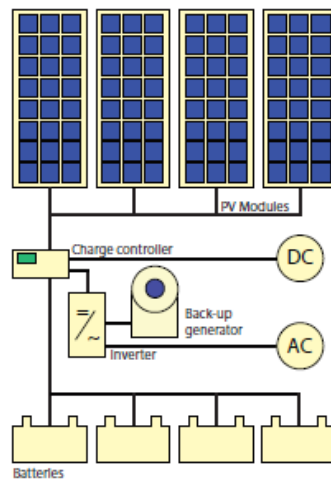


Figura 13 - Sistema FV híbrido (Jäger, et al., 2014).

2.5. Componentes de um Sistema Fotovoltaico

Um dos principais componentes de um sistema fotovoltaico são as próprias células fotovoltaicas que, tal como já explicitado no capítulo 2.3, são responsáveis pela conversão da radiação solar em eletricidade. No entanto, devido à sua limitada dimensão estas têm de ser agrupadas em módulos de modo a fornecerem uma voltagem e/ou corrente significativa para sua correta operação. Ao conjunto da ligação destas células em grupos dá-se o nome de módulo fotovoltaico. Estes, por sua vez, podem ser acoplados num grupo maior à qual se dá nome de painel fotovoltaico, que em conjunto com outros formam uma matriz solar dando origem assim à central fotovoltaica. As ligações entre cada um destes níveis tanto pode ser feita em série como em paralelo, apresentando cada uma das situações as suas vantagens e desvantagens, que mais subsequentemente serão explanadas (Jäger, et al., 2014) (USA Department of Energy, 1982). Na Figura 14 apresenta-se uma imagem dos diversos níveis de complexidade existentes num sistema fotovoltaico.

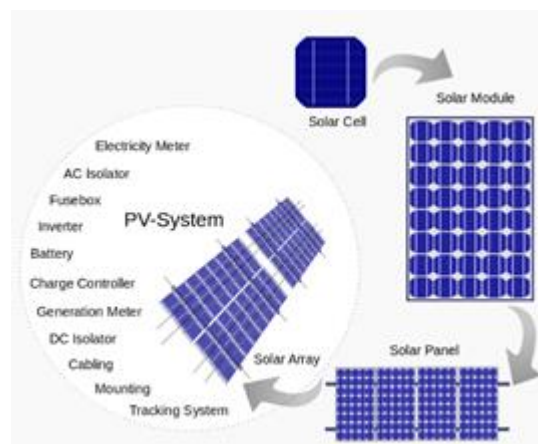


Figura 14 - Complexidade de um sistema FV (Rfassbind, 2018).

No entanto, apesar de os módulos fotovoltaicos serem o núcleo do sistema, existe uma diversidade de componentes que são vitais para o correto funcionamento do mesmo. A necessidade dos componentes está dependente do tipo de sistema a que se está a referir (Jäger, et al., 2014). São assim de indicar alguns outros componentes essenciais:

- Baterias: são um componente vital nos sistemas *off-grid* e são utilizadas para o armazenamento de energia.

- Conversores CC-CC: utilizados em alguns sistemas para converter a eletricidade gerada por cada painel, que terá uma tensão variável consoante o período do dia e com o encobrimento ao longo do mesmo, numa tensão uniforme.
- Inversor CC-CA: são utilizados para converter a eletricidade gerada pelos painéis em CA de modo a esta ser utilizada tanto pela rede como pela maioria das cargas que funcionam com este tipo de corrente.
- Transformador: converte os baixos valores de tensão gerados pelo inversor em valores de tensão mais elevados, de modo a que a eletricidade possa ser transportada na rede. Este elemento é mais característico dos sistemas de grande dimensão.
- Controlador: faz a gestão do funcionamento do sistema, ou seja, gere a alimentação das baterias, das cargas e a injeção de eletricidade na rede.
- Cabos: usados para conectar os diferentes componentes do sistema.

2.5.1. Módulos Fotovoltaicos

Tal como dito anteriormente, as células fotovoltaicas podem ser conectadas de duas formas distintas: em série ou em paralelo, com diferentes características e comportamentos em cada um dos casos. O número de células que pode ser acoplado formando um módulo fotovoltaico é muito variável, podendo existir desde 12 a 100 células por módulo.

Nas ligações em série existe uma soma das tensões produzidas por cada célula que se encontram conectadas entre si. Nas ligações em série a corrente que atravessa as mesmas não é adicionada, mas sim é determinada pela foto-corrente que é atravessada em cada célula. Na Figura 15 mostra-se a ligação em série de células fotovoltaicas, na qual se mostra que a tensão produzida por uma célula individualmente é de apenas 0,6 V, enquanto a tensão resultante da associação é de 1,8 V (Jäger, et al., 2014) (Yilmaz & Dincer, 2017).

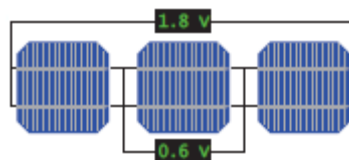


Figura 15 - Ligação em série de células fotovoltaicas (Jäger, et al., 2014).

Nas ligações em paralelo o fenómeno que ocorre é o oposto relativamente às ligações em série, neste caso, o valor da tensão que atravessa as células é o mesmo, enquanto o valor da corrente é adicionado, ou seja, tal como no exemplo anterior se se adicionar três células em paralelo o valor da corrente será três vezes superior ao valor da corrente que seria gerada se só se considerasse uma célula. Na Figura 16 mostra-se a associação em paralelo de três células fotovoltaicas e como é possível observar a tensão gerada entre os terminais das três células é a mesma e igual à tensão gerada no caso de se considerar individualmente cada célula (Jäger, et al., 2014) (Yilmaz & Dincer, 2017).

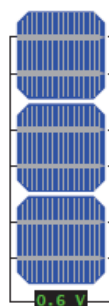


Figura 16 - Ligação em paralelo de células fotovoltaicas (Jäger, et al., 2014).

Na Figura 17 apresenta-se um gráfico com as curva I-U para cada um dos casos de associação em série e em paralelo de várias células fotovoltaicas.

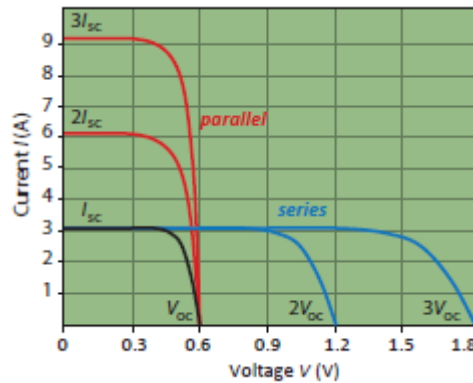


Figura 17 - Curvas I-U da associação de células fotovoltaicas.

A maioria dos painéis fotovoltaicos são constituídos por associações em série e em paralelo, ou seja, a característica corrente-tensão de cada módulo é definida com o número m de células conectadas em série e com o número n de células idênticas conectadas em paralelo. Deste modo, a corrente gerada por cada célula será multiplicada por um fator n , e a tensão gerada será multiplicada por um fator m . Na Figura 18 apresenta-se dois tipos de ligação de células num mesmo módulo fotovoltaico, num dos casos, imagem (a) a ligação é feita em série e engloba a totalidade das células gerando-se uma tensão de $U_m = 36 \times 0,6 = 21,6 V$ e uma corrente de $I_m = 5 A$, enquanto na imagem (b) a ligação é constituída por 2 grupos de 18 células cada, ligados em paralelo e em cada grupo a ligação é efetuada em série gerando-se uma tensão de $U_m = 18 \times 0,6 = 10,8 V$ e uma corrente de $I_m = 2 \times 5 = 10 A$.

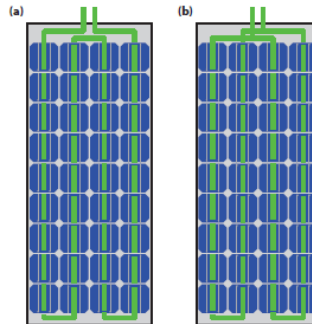


Figura 18 - Dois exemplos de ligação de células fotovoltaicas num módulo (Jäger, et al., 2014).

• Parâmetros

Num módulo fotovoltaico podem ser definidos alguns parâmetros semelhantes aos parâmetros das células fotovoltaicas, os parâmetros mais comuns são a tensão gerada em circuito aberto U_{OC} , a corrente gerada em curto circuito I_{SC} e o fator de preenchimento do módulo FF_M (Ballal, et al., 2015) (Jäger, et al., 2014). Em que este fator é definido pela expressão (2.1):

$$FF_M = \frac{I_{mp} \times U_{mp}}{I_{SC} \times U_{OC}} \quad (2.1)$$

Onde os parâmetros I_{mp} e U_{mp} correspondem respetivamente à corrente e à tensão de máxima potência geradas pelo painel. Este fator avalia a retangularidade da curva I-U da célula fotovoltaica, na Figura 19 representa-se graficamente o fator FF_M .

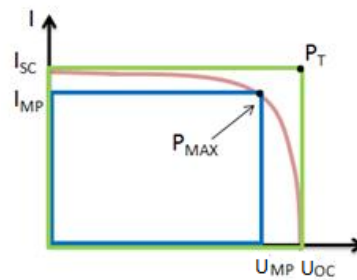


Figura 19 - Representação gráfica do fator de preenchimento (National Instruments, 2012).

Nos módulos fotovoltaicos convém também distinguir a eficiência do módulo e a eficiência da área de abertura. A área de abertura é definida como a área constituída pelas partes fotovoltaicas ativas, enquanto a área total é fruto da soma desta área mais as áreas mortas do módulo, constituídas pelas áreas de ligação e pelos cantos. Como será de esperar a eficiência da área de abertura é maior que a eficiência do módulo. Numa situação ideal a eficiência do módulo e o fator de preenchimento do mesmo seriam iguais a esse nível e ao nível da célula fotovoltaica, no entanto, as interconexões entre as células levam a perdas resistivas, assim como, o tipo de ligações pode induzir discrepâncias de produção entre as mesmas. Estas discrepâncias podem ser devidas tanto a não homogeneidades nas propriedades das células como a variações da produção devido a efeitos como o sombreamento (Jäger, et al., 2014).

O tipo de ligações efetivamente afeta a produção, pois no caso de uma ligação de m células em série numa *string*, a célula com menor geração de corrente vai determinar a corrente que é atravessada nessa *string*, o mesmo ocorre na associação de n *strings* em paralelo, neste caso a tensão gerada será limitada pela *string* que gera menor diferença de potencial (Jäger, et al., 2014).

• Díodos *Bypass*

Este tipo de dispositivo é utilizado para mitigar os efeitos causados pelo sombreamento ou pela diminuição da energia gerada por parte de uma célula que está conectada em série numa mesma *string*. Em caso de sombreamento de um conjunto de células ligadas em série irá ocorrer uma diminuição da corrente gerada por essas células e como tal da corrente gerada em toda a *string*. No entanto as demais células não sombreadas continuarão a gerar uma elevada diferença de potencial, passando estas a transformarem-se numa fonte polarização das células sombreadas. Esta polarização das células sombreadas irá transformá-las numa fonte de perda de energia e como tal estas irão aquecer (Jäger, et al., 2014).

O aumento de temperatura numa célula fotovoltaica é bastante crítico, pois pode levar à ocorrência de danificações nas próprias células e como tal, a perda de eficiência das mesmas. Devido a estas consequências são utilizados estes tipos de dispositivos que em situações semelhantes a estas funcionam como *bypass*, isolando a célula sombreada conseguindo assim a corrente gerada na *string* ser igual à corrente gerada pelas células em total funcionamento. Na Figura 20 está representado um exemplo deste tipo de sistema onde ocorre *bypass* da célula mais à direita por se encontrar sombreada (Jäger, et al., 2014).

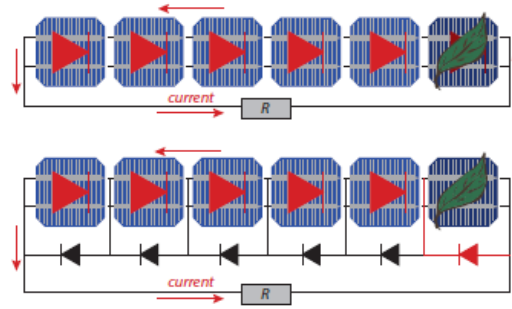


Figura 20 - Exemplo de uma situação de bypass de uma célula (Jäger, et al., 2014).

• Maximum Power Point Tracking

Este conceito de MPPT é um conceito praticamente exclusivo do campo dos sistemas FV e é igualmente válido para todos os níveis de complexidade dentro de um sistema fotovoltaico. Tal como apresentado anteriormente, Figura 17, o comportamento de uma célula ou de qualquer conjunto de células fotovoltaicas é caracterizado por uma curva I-U. Esta curva característica não é afetada na sua forma pelo tipo de ligações entre as células, sendo apenas afetada por fatores externos como a radiação ou a temperatura das próprias células. Deste modo, para a seguinte análise ter-se-á em conta apenas a curva I-U de uma célula fotovoltaica. Na Figura 21 apresenta-se a curva dessa mesma célula para diferentes condições (Jäger, et al., 2014).

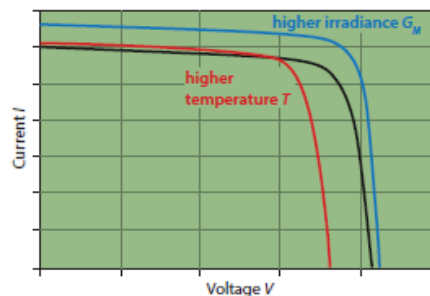


Figura 21 - Curva I-U de uma célula em diferentes condições (Jäger, et al., 2014).

Tal como se pode observar na figura acima, quando ocorre um aumento da radiação incidente na célula a corrente que é gerada vai sofrer um aumento significativo, assim como, a tensão. Do mesmo modo, e em sentido inverso um aumento de temperatura da célula leva a uma diminuição da diferença de potencial gerada pela célula. Esta alteração das curvas leva a uma alteração do ponto de funcionamento do sistema. Este ponto de funcionamento corresponde a um par de coordenadas I/U que definem a potência gerada pela célula (Jäger, et al., 2014).

No entanto, de modo a gerar a maior potência possível este ponto deve corresponder ao ponto máximo da curva I-U. Contudo o desafio que se levanta é a capacidade de o sistema detetar qual este ponto máximo. No caso da célula ou do módulo fotovoltaico estarem ligados a uma carga este processo é muito simples, pois o ponto de operação é ditado pela própria carga (Jäger, et al., 2014).

Contudo, perante a não existência de carga o sistema deve ter a capacidade de detetar este ponto e de o ajustar a cada instante perante as alterações das condições de funcionamento. Este processo pode ser feito de duas formas distintas: uma forçar o sistema a mover a tensão para o MPP (U_{mp}) e outra regular a corrente para o mesmo ponto (I_{mp}) (Jäger, et al., 2014).

O processo de monitorização deste ponto é feito através de dois princípios (no presente trabalho serão apenas enunciados os mesmos, não se partindo para detalhes do seu funcionamento por se achar não relevante para o trabalho em causa):

- Rastreamento indireto do MPP: método da voltagem fixa e método da voltagem de circuito aberto fracionada;
- Rastreamento direto do MPP: método da perturbação e observação e método da condutância incremental.

A escolha dos métodos de MPPT é dependente do tipo de aplicação a que se irão destinar, pois em situações de pequena/média escala o principal fator decisivo é o seu custo em detrimento dos seus fatores de performance, no entanto nos sistemas que requerem alto desempenho, como os sistemas utilizados no espaço, fatores como a velocidade, a precisão e a eficiência são extremamente decisivos (Danandeh & Mousavi, 2018).

Os sistemas que utilizam os métodos diretos são sistemas mais rápidos e mais precisos, pois o processo de rastreamento é feito envolvendo a medição dos três parâmetros, tensão, corrente e potência (Jäger, et al., 2014).

• Vida Útil

Um módulo fotovoltaico tem uma vida útil de cerca de 25 anos. Ao longo deste período as características dos módulos não se mantêm constantes, podendo haver alterações da eficiência ao longo dos anos. Estas perdas de eficiência normalmente não ultrapassam os 20% da eficiência inicial (Jäger, et al., 2014) (Al-Addous, et al., 2017).

Esta reduzida, mas ainda significativa, perda de eficiência deve-se ao stress causado pelos agentes externos sobre os próprios módulos (Al-Addous, et al., 2017), de entre estes agentes externos os mais significativos são:

- A temperatura, entre as várias fases do dia e entre as estações do ano;
- O stress mecânico, induzido por agentes como o vento, a neve e o granizo;
- O stress induzido por agentes transportados na atmosfera, como a poeira, a areia entre outros;
- A humidade, causada pela chuva, geada ou orvalho;
- A irradiação direta e indireta, principalmente proveniente da radiação UV altamente energética, que degrada muitos dos materiais utilizados.

2.5.2. Outros Componentes

• Baterias

São o dispositivo mais utilizado no armazenamento de eletricidade, e são consideradas um elemento muito importante, pois é através delas que se consegue minimizar os efeitos da intermitência inerente às fontes de energia renovável, como o sol. As baterias, enquanto sistemas de armazenamento, devem ter a capacidade de atender à demanda da densidade de energia e de potência dos sistemas de pequena/média dimensão (Jäger, et al., 2014) (USA Department of Energy, 1982).

As baterias são dispositivos eletroquímicos que convertem energia química em eletricidade. Estas podem ser distinguidas em dois grupos: as baterias primárias e as baterias secundárias. As baterias primárias são baterias irreversíveis, normalmente feitas zinco-carbono ou alcalinas. As baterias secundárias são baterias reversíveis, o que significa que podem ser recarregadas repetidas vezes. São constituídas por iões de lítio ou por chumbo-ácido. Somente as baterias do tipo secundárias é que são suscetíveis de serem utilizadas em sistemas FV (Jäger, et al., 2014).

As baterias de chumbo-ácido são as mais antigas e são a tecnologia mais madura, no entanto são baterias muito pesadas e com uma menor densidade de energia e potência que as baterias de iões de lítio. Por sua vez estas são baterias muito mais leves com uma performance muito

melhor, sendo por isso o principal objeto de desenvolvimento no estudo das baterias (Jäger, et al., 2014).

• Inversores CC-CA

Os inversores são dispositivos eletrónicos essenciais em sistemas fotovoltaicos, pois são responsáveis pela conversão da energia elétrica gerada em corrente contínua em energia elétrica de corrente alternada (USA Department of Energy, 1982) (Jäger, et al., 2014).

Os inversores podem ter um ou dois estados de conversão, os inversores de um só estado, são os mais comuns e convertem a eletricidade de CC em CA. Os inversores de dois estados têm adicionado um conversor CC-CC que antecede a conversão para corrente alternada. Este tipo de conversores CC-CC será posteriormente explicado (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

Os inversores CC-CA podem ser classificados quanto ao tipo de onda gerada, podendo estas ser: ondas quadradas, ondas sinusoidais e ondas sinusoidais modificadas. Podem ser ainda divididas quanto à frequência de comutação: baixa ou alta (Trace Engineering Company, 2000).

Os conversores CC-CA podem ter diversas tipologias dentro de cada uma das classificações acima mencionadas, tipologias essas que têm influência na escolha dos conversores CC-CC que lhes antecedem, podendo estas ser:

- Neutral Point Clamped (NPC);
- Cascade H-Bridge (CHB).

De destacar, que os inversores do tipo NPC apresentam uma eficiência superior e como tal, tornam-se apropriados para os sistemas de baixa potência (Shayestegan, et al., 2018).

Os conversores CC-CC podem ser isolados ou não-isolados, a maioria deste tipo de conversores é do tipo não-isolado, apresentando uma série de desvantagens na ocorrência de picos de corrente, de stress de tensão ou ondulação da corrente. Com isto a isolação é considerada importante neste tipo de dispositivos e esta é conseguida através transformadores de alta frequência (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

No caso de se utilizar um inversor CC-CA do tipo CHB e de se pretender instalar um conversor CC-CC então este deve ser do tipo isolado, caso o inversor CC-CA seja do tipo NPC, então um conversor CC-CC não-isolado é suficiente (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

Contudo, os inversores CC-CA devem ter uma série de características importantes independentemente de lhes anteceder um conversor CC-CC. Em primeiro lugar devem apresentar isolação galvânica, de modo a suportar os picos de corrente que podem advir do sistema. Em segundo lugar, devido à característica não linear da corrente e da tensão gerada pelos painéis fotovoltaicos, estes devem ser capazes de detetar o ponto de máxima potência, MPP. Por último, os inversores devem obedecer às características operacionais e à qualidade do *output* da eletricidade requeridas pela rede de cada país (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

• Conversores CC-CC

Os conversores CC-CC são utilizados à saída dos painéis fotovoltaicos e a sua principal função é transformar a tensão elétrica variável que é gerada nos mesmo painéis em tensão uniforme, que posteriormente será convertida nos inversores. Estes conversores são também utilizados como MPP *Trackers*, pois embora o algoritmo MPPT consiga detetar quais os valores que levam à potência máxima, estes de facto não conseguem ajustar os valores da tensão e da corrente. Esse trabalho tem então de ser realizado pelo conversor CC-CC (Birane, et al., 2017) (Jäger, et al., 2014).

O sistema de *tracking* funciona ajustando a cada instante o *duty cycle* do conversor, comparando sequencialmente em momentos consecutivos a potência à saída dos módulos e ajustando os valores consoante a evolução destes. Esta monitorização da tensão e da corrente, tanto pode ser realizada do lado dos painéis fotovoltaicos como do lado da saída do conversor. Na Figura 22 apresenta-se uma representação esquemática da combinação da unidade que realiza o algoritmo MPPT e do conversor CC-CC. Neste caso a monitorização é realizada à saída do conversor (Birane, et al., 2017) (Jäger, et al., 2014).

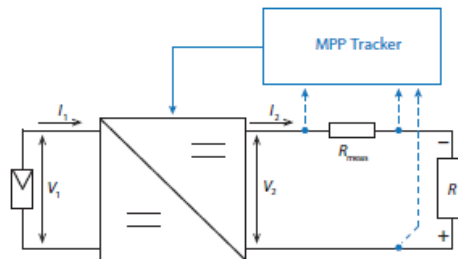


Figura 22 - Sistema de monitorização e controlo do MPPT (Jäger, et al., 2014).

De destacar que existem três tipos de tipologias distintas, entre elas: os conversores *buck*, os conversores *boost* e ainda os conversores *buck-boost*. De entre estes, os mais simples são os conversores do tipo *boost* (Birane, et al., 2017) (Jäger, et al., 2014).

• Transformadores

Os transformadores são responsáveis por elevar a tensão à saída dos inversores para valores compatíveis com a injeção na rede de alta tensão. Estes dispositivos só são necessários para centrais fotovoltaicas de grande escala e onde ocorre produção de grandes quantidades de energia (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

Estes dispositivos podem ser utilizados de forma escalonada de modo a conseguir-se elevar a baixa tensão gerada no inversor para os 60 kV da rede de alta tensão. A escolha dos transformadores deve ter em conta características como a eficiência, o custo e a potência nominal. Estas características são bastante importantes, dado que o transformador pode afetar significativamente toda a instalação fotovoltaica.

Esta afetação é significativamente sentida no caso de o transformador ter uma potência nominal inferior à potência do sistema, pois neste caso o transformador funcionará como um estrangulador, levando a perdas de produtividade do mesmo. Igualmente, uma potência nominal do transformador superior, tem como consequência grandes instabilidades e ocorrência de problemas na performance global (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

• Controlador

Os controladores são utilizados nos sistemas que incluem baterias, pois são eles responsáveis por fazer a gestão da carga e descarga das mesmas. Esta gestão deve ser feita em determinados níveis críticos das baterias, de modo a garantir uma maior longevidade das mesmas (Jäger, et al., 2014).

As baterias têm restritos limites de diferença de potencial para o seu correto funcionamento, assim como limites da intensidade de corrente que é injetada durante o carregamento ou despendida durante o descarregamento (Jäger, et al., 2014).

Este controlo é particularmente importante em situações tanto de pico de produção de eletricidade como de pico de consumo, pois numa situação de pico de produção a sobrecarga das baterias pode levar à ocorrência de problemas graves como a formação de gás, perda de capacidade ou sobreaquecimento. No caso de picos de consumo, a sobredescarga levanta problemas com a longevidade das mesmas. Um outro fator importante é a taxa à qual o

carregamento e o descarregamento são efetuados, estes são definidos pelo fabricante das baterias e também devem ser ajustados pelo controlador (Jäger, et al., 2014).

2.6. Tipologias de Ligação de Sistemas Fotovoltaicos

As tipologias de ligação estão relacionadas com o modo como os painéis fotovoltaicos são ligados entre si e entre o sistema inversor. Estas tipologias são fatores decisivos em termos de irradiação solar, sombreamento e perdas por incompatibilidades (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

Estas tipologias podem de maneira geral, ter três tipos de configurações:

- Configurações do tipo inversor central;
- Configurações do tipo inversores de *string*;
- Configurações do tipo micro-inversores.

Estas três configurações de arquitetura do sistema têm influência nos diversos aspetos de funcionamento do mesmo, como a sua manutenção, o seu custo e a sua fiabilidade. A radiação solar e o sombreamento também têm efeitos distintos na produção de energia em cada uma das tipologias, tornando-se por isso significativamente importante a correta escolha da tipologia a implementar de modo a otimizar todo o sistema (Cabrera-Tobar, et al., 2016) (Yilmaz & Dincer, 2017).

Evidentemente, para além destas três arquiteturas de sistemas existe uma diversidade de soluções dentro de uma base experimental, contudo as suas eficiências ainda não foram demonstradas (Yilmaz & Dincer, 2017).

• Tipologia Centralizada

Este tipo de configuração é a mais simples entre todas as configurações existentes. Nesta configuração existe um único inversor central à qual estão ligadas em paralelo um conjunto de *strings* e na qual em cada *string* existe uma diversidade de painéis ligados entre si em série. Para uma melhor compressão deste tipo de arquitetura apresenta-se na Figura 23 uma representação simplificada deste tipo de sistemas (Birane, et al., 2017) (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

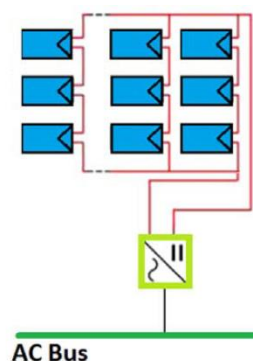


Figura 23 - Configuração do tipo centralizada (Yilmaz & Dincer, 2017).

Esta tipologia é a preferencialmente utilizada em sistemas de média ou grande dimensão e apresenta diversas vantagens, como o seu baixo custo de investimento e de manutenção. Esta vantagem é bastante evidente face ao reduzido número de inversores necessários (Birane, et al., 2017) (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

No entanto, esta configuração apresenta desvantagens relativamente à sua fiabilidade e flexibilidade, pois em caso de falha do inversor toda a central fotovoltaica necessita de ser parada, assim como, em caso de incompatibilidade de produção entre os painéis fotovoltaicos (ou devido a fatores como o sombreamento parcial), toda a produção é afetada e reduzida significativamente.

O ponto de máxima potência neste caso de configuração é também significativamente mais difícil de localizar para todo o sistema. A dificuldade de localização do MPP deve-se ao facto de cada *string* ter o seu próprio MPP de acordo com as suas características operacionais (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

Relativamente a perdas, esta configuração apresenta significativas perdas a montante do inversor devido ao maior número de ligações e ao maior comprimento dos cabos, quando comparado com o lado a jusante de CA (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

Quanto à qualidade da eletricidade gerada, na tipologia centralizada a energia gerada a montante do inversor apresenta um grande número de oscilações e uma grande variabilidade, pois existe um grande número de *strings* ligadas em paralelo que geram energia com qualidades distintas, enquanto a tensão de CA gerada a jusante do inversor é significativamente mais estável e de melhor qualidade (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

• Tipologia de Inversores de *String*

Nesta configuração de arquitetura, ao contrário de um inversor central único existe um inversor dedicado por cada *string*, inversores esses que são posteriormente associados em paralelo e conectados à rede (Yilmaz & Dincer, 2017). Na Figura 24 apresenta-se igualmente, uma representação esquemática deste tipo de tipologia.

Evidentemente, ao contrário dos sistemas de tipologia centralizada, este tipo de configuração apresenta muito maior custo de investimento e de manutenção, devido ao seu elevado número de inversores. No entanto este tipo de arquitetura de sistema, apresenta uma maior fiabilidade, pois neste caso a produção de energia não é limitada pela *string* limitante, mas sim cada *string* apresenta uma produção autónoma, apenas limitada pelo painel limitador (Cabrera-Tobar, et al., 2016) (Birane, et al., 2017).

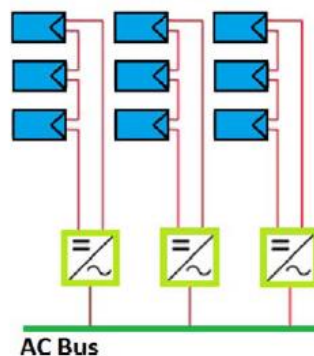


Figura 24 - Configuração do tipo inversor de "string" (Yilmaz & Dincer, 2017).

Existe também uma melhor capacidade por parte do sistema de localizar o ponto de máxima potência, pois cada inversor tem um menor número de painéis à qual está dedicado. Esta multiplicidade de inversores apresenta como desvantagem a diminuição da robustez de toda a central de produção (Cabrera-Tobar, et al., 2016) (Birane, et al., 2017).

Contrariamente, ao que ocorre na tipologia centralizada, as perdas nesta configuração são mais significativas a jusante dos inversores, assim como a qualidade da eletricidade gerada em corrente alternada apresenta uma pior qualidade e uma maior variabilidade (Cabrera-Tobar, et al., 2016). Devido a estas últimas características, normalmente, quando muitas *strings* estão conectadas em paralelo é necessário desenvolver um controlo centralizado, de modo a reduzir as variações da tensão gerada em CA (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

Dentro da tipologia *string*, existe uma segunda categoria que é denominada *multistring*, esta segunda categoria é semelhante à tipologia *string* com a diferença de que antes de cada

inversor existe a associação de vários conversores CC-CC, cada um com a sua *string* associada, este tipo de tipologia é recomendado quando existem *strings* de painéis com ângulos de orientação diferentes. Na Figura 25 apresenta-se uma representação deste tipo de tipologia.

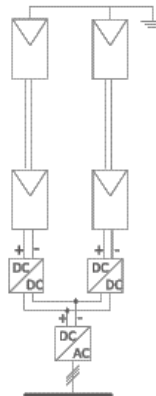


Figura 25 - Configuração do tipo inversor de “multistring” (Cabrera-Tobar, et al., 2016).

• Tipologia de Micro-Inversores

Este tipo de tipologia tem como principal característica o facto de cada painel fotovoltaico ter associado um inversor dedicado, este tipo de tipologias apresenta vantagens e desvantagens semelhantes às existentes na tipologia do tipo inversor de *string*, ou seja, apresenta boas características como flexibilidade, fiabilidade e eficiência na localização do MPP, e desvantagens como a falta de robustez, a baixa qualidade da energia gerada e os custos globais mais elevados. Na Figura 26 apresenta-se uma representação deste tipo de tipologia.

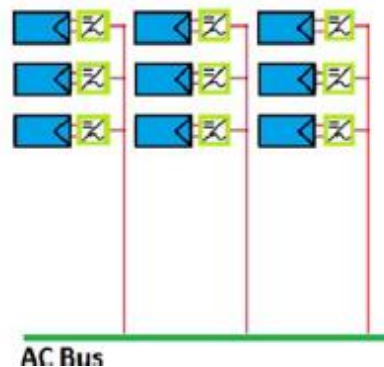


Figura 26 - Configuração do tipo micro-inversor (Yilmaz & Dincer, 2017).

• Comparação entre Tipologias

Na Figura 27 apresenta-se um gráfico comparativo das diversas tipologias de arquitetura do sistema relativamente às diversas características acima identificadas. As características estão classificadas numa escala de 1 a 5 em que 1 significa muito baixo e 5 muito alto (Cabrera-Tobar, et al., 2016) (Shayestegan, et al., 2018).

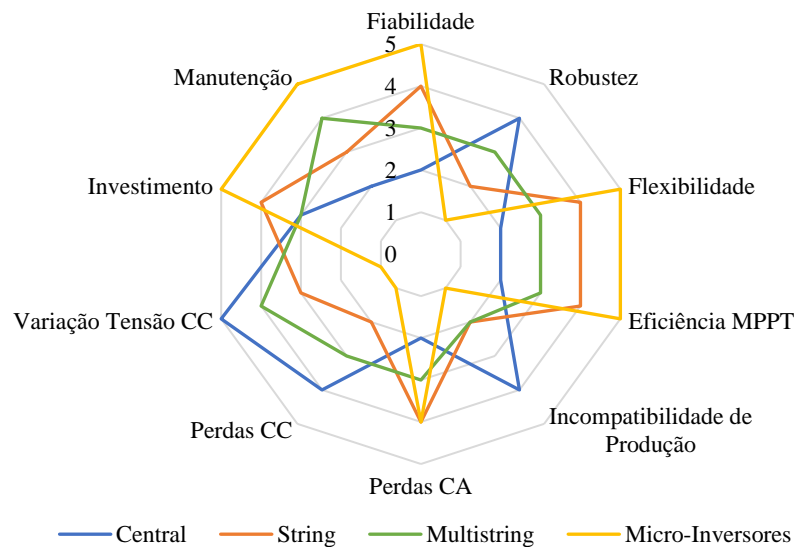


Figura 27 - Comparação dos diversos tipos de tipologias.

2.7. Efeitos Meteorológicos nas Características dos Módulos FV

A temperatura tem efeitos muito significativos na eficiência de um módulo fotovoltaico, tal como é possível observar na Figura 21 do capítulo 2.5.1. Deste modo, nas características técnicas dos módulos fotovoltaicos são sempre apresentados os valores das performances dos mesmos para dois valores distintos de temperaturas. Esses valores são identificados como, *Standard Test Conditions (STC)* e como *Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)* (Jäger, et al., 2014).

As STC dos módulos fotovoltaicos normalmente, não são identificativas das reais condições de funcionamento dos mesmos. Estas são definidas sob condições de laboratório e funcionam como termo comparativo entre as performances dos diferentes módulos. Estas têm como parâmetros definidos uma temperatura das células de 25°C e uma irradiação incidente de 1000 W/m² (Jäger, et al., 2014).

As NOTC, por outro lado tentam simular o mais possível as condições reais de funcionamento dos módulos. Neste caso a performance dos mesmos é definida para uma radiação incidente de 800 W/m² (que é mais realista e tem em conta os períodos em que não há sol), uma temperatura das células de 45°C e uma velocidade do vento de 1 m/s com o ar a uma temperatura de 20°C (Jäger, et al., 2014).

Assim sendo, os módulos fotovoltaicos vão apresentar uma melhor performance de acordo as STC do que com as condições NOTC.

2.8. Panorama da Energia Solar FV no Mundo

Em termos mundiais tem-se vindo a assistir ao crescimento da energia solar fotovoltaica, verificando-se um crescimento da capacidade instalada de 6 GW em 2006 para 303 GW de capacidade em 2016. De facto, só no ano de 2016 a capacidade instalada de painéis fotovoltaicos aumentou 33%. Na Figura 28 pode-se observar o crescimento mundial da utilização desta tecnologia.

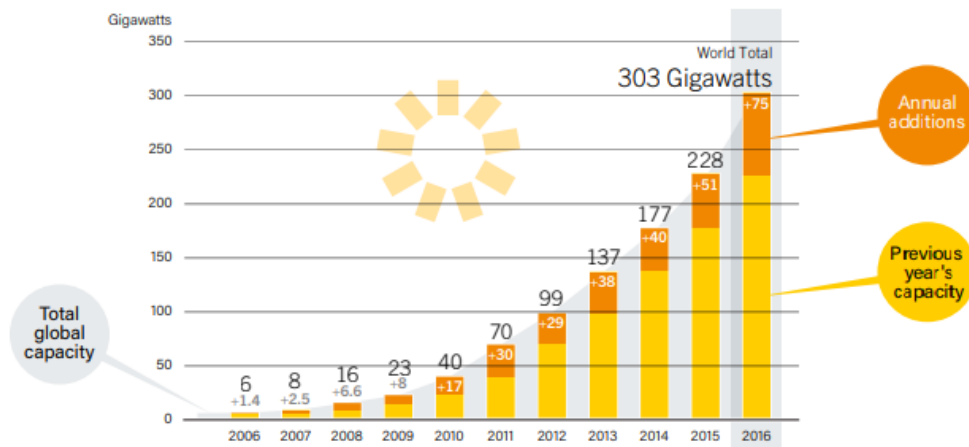


Figura 28 - Evolução mundial da capacidade instalada de sistemas solares FV (REN21, 2017).

A título exemplificativo da magnitude deste crescimento verificado durante o ano de 2016, o aumento de 75 GW da capacidade instalada significa que em 2016 foram instalados cerca de 31 000 painéis a cada hora (REN21, 2017).

No entanto, este crescimento de 33% no ano de 2016 não foi equilibrado em termos mundiais. De facto, o principal país que investiu nesta tecnologia foi a China com um aumento da sua capacidade instalada em +34,5 GW. Na Figura 29 podemos ver o aumento da capacidade instalada nos 10 principais países produtores de energia solar FV.

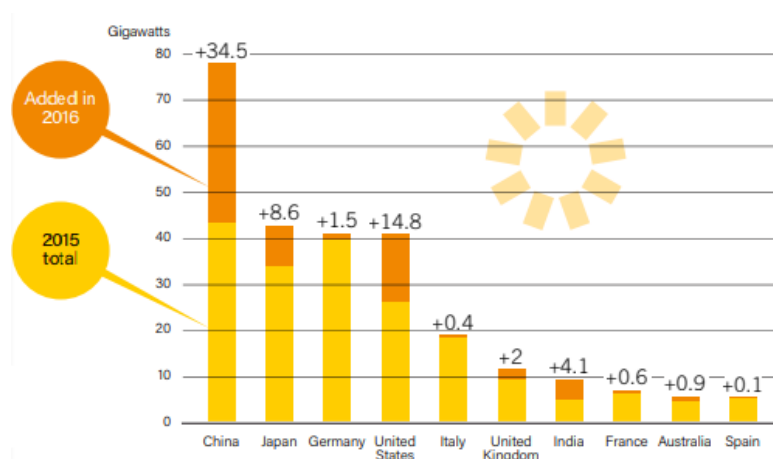


Figura 29 - Aumento da capacidade instalada em 2016 por países (REN21, 2017).

Na Figura 30 podemos ver a evolução da capacidade instalada dos 5 principais países produtores. Mais uma vez neste campo o destaque vai para a China, que em termos da implementação desta tecnologia tinha uma expressão inexistente no ano de 2011, e que no ano de 2016 já representava o principal país produtor de energia solar fotovoltaica.

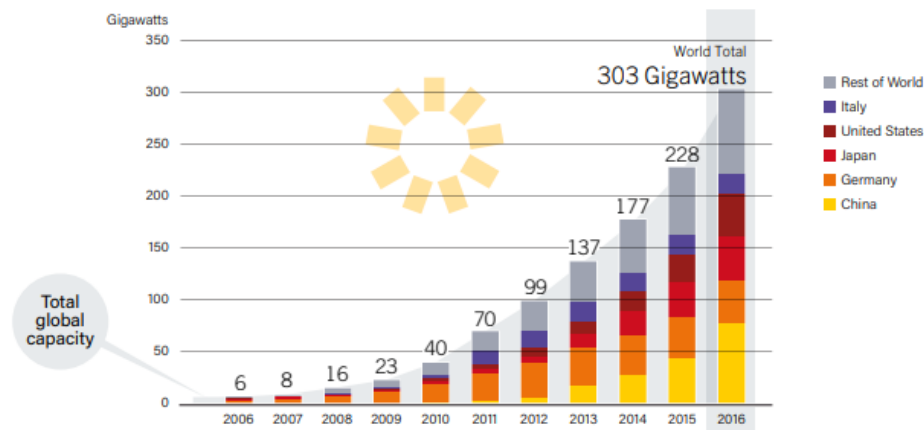


Figura 30 - Evolução da capacidade instalada ao longo dos anos por país (REN21, 2017).

Relativamente ao tipo de sistemas instalados em 2016 cerca de 99% das instalações eram instalações *on-grid connected*, e destes 73% eram sistemas *on-grid connected* centralizados. Na Figura 31 pode ver-se a evolução do tipo de instalações ao longo dos anos.

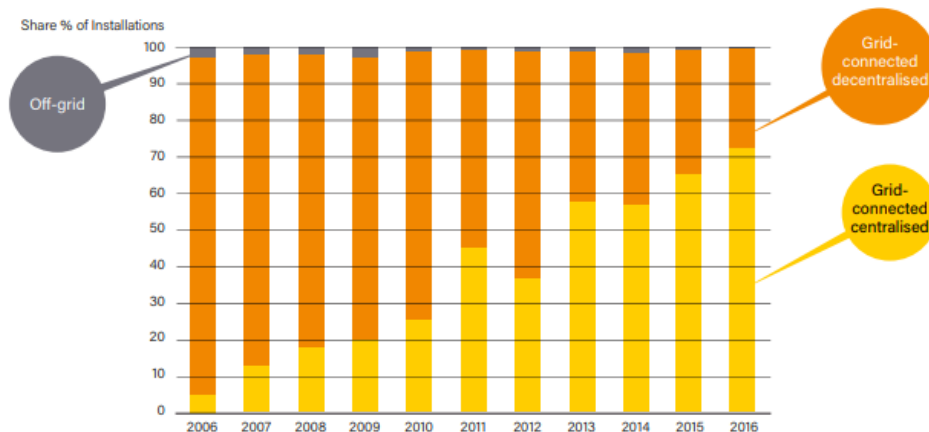


Figura 31 - Evolução da percentagem do tipo de sistemas utilizados (REN21, 2017).

2.8.1. Portugal

Em Portugal, registou-se em 2016 uma capacidade instalada de cerca de 481 MW, um valor muito inferior, quando comparado com outros países e quando comparado com o *mix* renovável em termos nacionais (DGEG, 2017). Na Figura 32 pode observar-se a evolução da capacidade instalada das diversas fontes de produção de eletricidade de origem renovável, onde a capacidade fotovoltaica aparece representada a amarelo.

Apesar, desta expressão da energia solar fotovoltaica no nosso país ser muito baixa, verifica-se que em termos comparativos esta foi a tecnologia que mais cresceu ao longo dos anos (DGEG, 2017). De realçar que durante o ano de 2017 foram aprovados cerca de 14 projetos para o aumento da capacidade instalada em +521 MW, correspondendo a um aumento muito significativo da implementação desta tecnologia (Lusa, 2017). Assim sendo, será expectável um contínuo aumento da sua capacidade instalada em Portugal, devido ao grande potencial que o país apresenta (como é possível observar na Figura 33 em que Portugal se destaca como um dos países da europa com maior irradiação global por metro quadrado) (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).

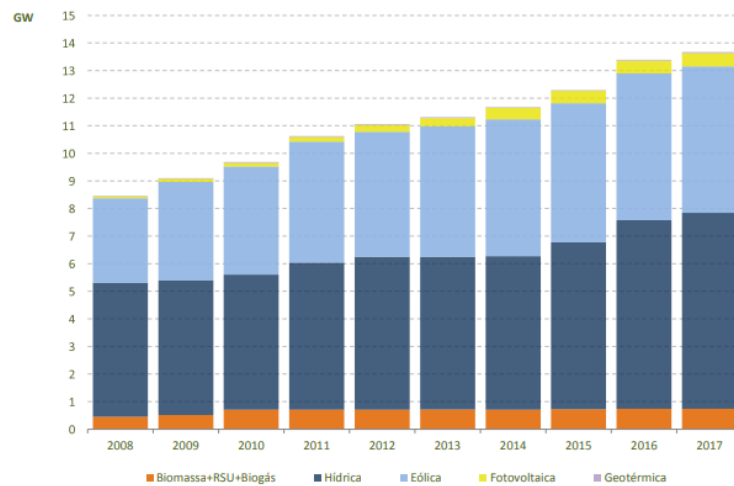


Figura 32 - Evolução da capacidade instalada das diversas fontes de energia renováveis (DGEG, 2017).

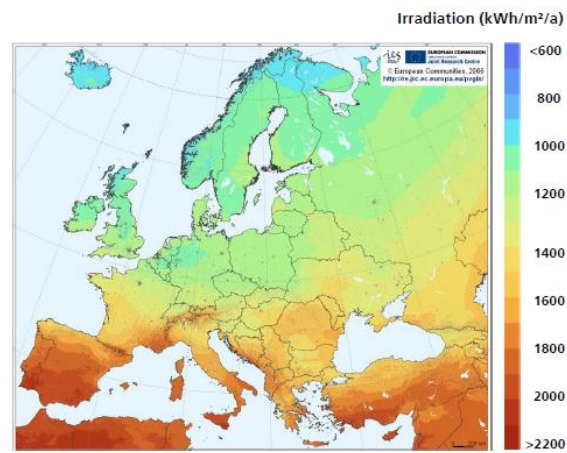


Figura 33 - Irradiação média anual na europa (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015).

3. A Central Fotovoltaica de Estudo

3.1. Apresentação

A central fotovoltaica que é objeto de estudo da presente dissertação está instalada na cobertura do edifício do Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores Tecnologia e Ciência (INESC TEC). A central está operacional desde o ano de 2013 e tem uma potência instalada de cerca de 16 kWp.

O referido edifício encontra-se localizado na cidade do Porto, na proximidade da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.

A central foi instalada com o propósito do estudo e desenvolvimento de *smart grids* e de tecnologias de conversão do Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes e Veículos Elétricos do INESC TEC, sendo esta a principal fonte de energia renovável deste estudo (Gouveia, et al., 2016).

Na Figura 34 e na Figura 35 apresentam-se duas fotografias da central em causa, a primeira uma fotografia local e a segunda uma fotografia aérea.



Figura 34 - Fotografia da central fotovoltaica do INESC TEC.



Figura 35 - Fotografia aérea da central fotovoltaica (Google Maps, s.d.).

3.3. Caracterização da Central

3.3.1. Módulos Instalados

Tal como referido anteriormente, esta central de pequena dimensão tem uma capacidade instalada de aproximadamente 16 kWp de potência distribuída por 6 *strings* e por dois tipos de módulos fotovoltaicos. Os dois modelos instalados são ambos constituídos por células de silício policristalino e são fabricados pela marca Open Renewables. Estes módulos apresentam a denominação Open 235 PC60 e Open 240 PQ60, com uma dimensão de 1659 mm de comprimento e 988 mm de largura. Ambos têm 60 células fotovoltaicas de 15,2 cm cada, protegidas por um vidro com elevada transmissibilidade energética de 4 mm de espessura. Igualmente, ambos os modelos apresentam coeficientes de correção de temperatura baixos, permitindo a obtenção de potências elevadas a altas temperaturas. Na Tabela 2 apresentam-se o resumo das propriedades elétricas de cada um dos modelos segundo as condições STC (*Standard Test Conditions*) e NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*).

Tabela 2 - Propriedades elétricas dos módulos.

		Open 235 PC60	Open 240 PQ60
STC			
Potência Nominal	[Wp]	235	240
Potência Máxima	[W]	235	240
Tolerância na Potência Máxima	[W]	+5	+5
Eficiência do Módulo	[%]	14,9	14,7
Tensão Máxima do Sistema	[Vdc]	1000	1000
Tensão na Potência Máxima	[V]	29,65	29,60
Corrente na Potência Máxima	[A]	7,93	8,20
Tensão do Circuito Aberto	[V]	37,15	37,35
Corrente de Curto-Circuito	[A]	8,30	8,75
Máxima Corrente Inversa	[A]	20	20
NOCT			
Temperatura	[°C]	45,5	48,0
Potência MPP	[W]	173,8	173
Tensão do Circuito Aberto	[V]	34,68	34,29
Corrente de Curto-Circuito	[A]	6,87	6,56
Tensão na Potência Máxima	[V]	27,19	26,97

STC (Irradiação: 1000 W/m²; AM 1,5; Temperatura Células: 25°C)

NOCT (Irradiação: 800W/m²; AM 1,5; Temperatura Ambiente: 20°C; Velocidade do Vento: 1m/s)

Como podemos constatar pelos dados apresentados na Tabela 2, ambos os módulos apresentam propriedades elétricas e características de funcionamento muito semelhantes. No Anexo B apresentam-se as fichas técnicas com as restantes características e informações dos módulos.

A razão que levou à escolha de módulos com características diferentes para a instalação da central prendeu-se com o facto de nem toda a central ter sido montada ao mesmo tempo, levando por isso à existência de módulos distintos.

3.3.2. Tipologia e Características do Sistema

Existe uma totalidade de 68 módulos fotovoltaicos distribuídos por 6 *strings* conectadas em paralelo à rede do edifício e à rede elétrica nacional. Em cada *string* existe um número variável de módulos fotovoltaicos conectados em série.

A tipologia desta central é do tipo Inversores de *String*, ou seja, cada *string* de módulos fotovoltaicos tem o seu inversor dedicado, que irá converter a corrente gerada por estes em corrente alternada. Existem dois tipos de inversores utilizados nas diversas *strings*, com potências distintas. Estes inversores são da marca SMA e tem a denominação de SunnyBoy 1700 e SunnyBoy 3000HF, apresentando respetivamente potências nominais de 1550 W e 3000 W. Neste sistema não existe qualquer tipo de conversores CC-CC que anteceda os inversores CC-CA. Na Tabela 3 apresentam-se algumas características destes inversores.

Tabela 3 - Características elétricas dos inversores.

	SunnyBoy 1700	SunnyBoy 3000HF
Input (CC)		
Potência Máxima CC [W]	1850	3150
Tensão Máxima CC [V]	400	700
Intervalo de Tensão MPP [V]	147-320	210-560
Tensão Nominal CC [V]	180	530
Tensão Mínima CC [V]	139	175
Corrente Máxima [A]	12,6	15
Número de MPPT	1	1
Output (CA)		
Potência Nominal CA [W]	1550	3000
Potência Máxima Aparente CA [VA]	1700	3000
Tensão Nominal CA [V]	230	230
Corrente Máxima [A]	8,6	15
Frequência da Rede [Hz]	50	50
Eficiência Máxima [%]	93,5	96,3
Tipo	Transformador BF	Transformador AF

No Anexo B encontram-se as fichas técnicas com as restantes informações dos inversores.

Tal como dito anteriormente, cada *string* tem um número variável de módulos fotovoltaicos conectados, assim como, 3 das 6 *strings* apresentam uma mistura dos dois tipos de módulos acima distinguidos. Seguidamente, caracterizar-se-á esta distribuição e distinção.

Na Figura 36 apresenta-se um esquema que simula a distribuição espacial de cada *string* pela cobertura do edifício, assim como o número de painéis que cada *string* tem.

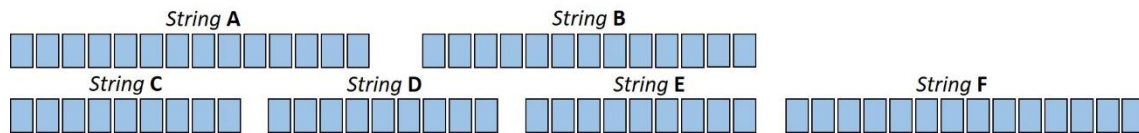


Figura 36 - Esquema da distribuição espacial dos módulos fotovoltaicos.

Onde a distribuição apresenta a seguinte característica:

- *String A*: 14 módulos fotovoltaicos todos conectados em série do modelo Open 235 PC60;
- *String B*: 13 módulos fotovoltaicos conectados em série do modelo Open 235 PC60;
- *String C*: 9 módulos fotovoltaicos conectados em série, na qual 6 são do modelo Open 235 PC60 e 3 do modelo Open 240 PQ60;
- *String D*: 9 módulos fotovoltaicos conectados em série, na qual 5 são do modelo Open 235 PC60 e 4 do modelo Open 240 PQ60;
- *String E*: 9 módulos fotovoltaicos conectados em série, na qual 5 são do modelo Open 235 PC60 e 4 do modelo Open 240 PQ60;
- *String F*: 14 módulos fotovoltaicos todos conectados em série do modelo Open 235 PC60.

Sabe-se igualmente que as *strings A, B e F* se encontram conectadas aos inversores de maior capacidade, ou seja, cada *string* está conectada a um inversor do tipo SunnyBoy 3000HF. E que as restantes *strings C, D e E* se encontram conectadas a inversores do tipo SunnyBoy 1700.

Relativamente às características de montagem, apresenta-se na Figura 37 um esquema representativo, onde estão indicadas algumas das medições identificativas da distribuição espacial dos módulos.

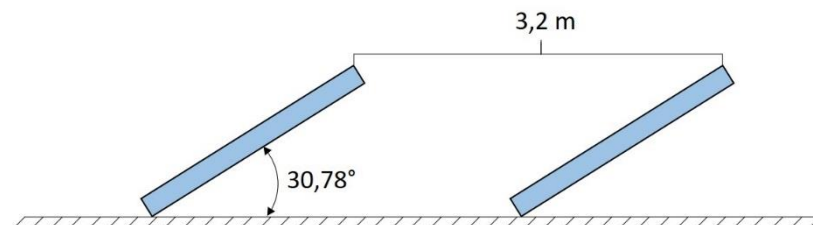


Figura 37 - Esquema com as características de montagem.

Relativamente ao ângulo de inclinação todas as *strings* apresentam um ângulo de inclinação de cerca de 30° e as *strings A e B* tem uma distância de 3,2 m relativamente à primeira fila de *strings C, D e E*.

A orientação das *strings* é alinhada com a fachada do edifício, apresentando um azimute de 186° medido a partir de Norte, ou seja, os módulos fotovoltaicos encontram-se voltados a Sul com apenas um desvio de 6° para Oeste.

Por último, é de referir que neste sistema não existe qualquer tipo de armazenamento, sendo praticamente toda a energia produzida pela central consumida pela rede interna do edifício, apesar de existir a possibilidade de injeção do eventual excedente na rede elétrica nacional.

3.4. Sombreamento

Devido ao facto das *strings* **A** e **B** se situarem numa situação posterior às *strings* **C**, **D** e **E** estas poderão sofrer sombreamento e como tal, ver a sua produção afetada por isso. De modo a poder averiguar o sombreamento, será feita uma análise geométrica à posição do sol relativamente à segunda linha de painéis.

Para a realização da análise geométrica analisar-se-á em primeiro lugar os ângulos geométricos da *string* **B**, sendo o processo semelhante para a *string* **A**. Deste modo, é necessário primeiro determinar o ângulo azimutal medido entre o ponto médio inferior da *string* **B** e o canto superior nascente da primeira linha de painéis. Este ângulo está representado na Figura 38 com a letra β , assim como o seu correspondente β' medido para a situação poente.

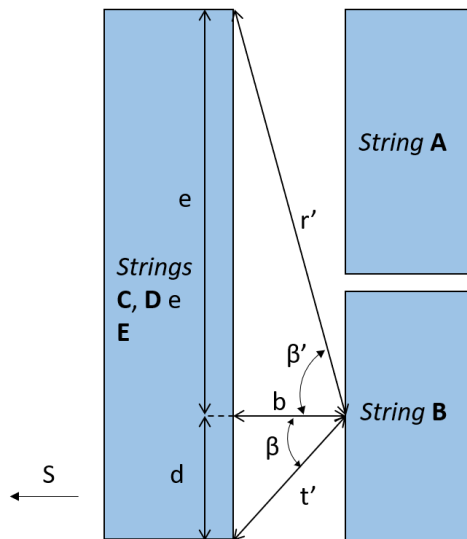


Figura 38 - Vista superior dos ângulos azimutais.

Na Figura 39 apresenta-se uma representação em perspetiva do mesmo esquema, neste caso com a representação do ângulo da altura solar. Este ângulo encontra-se caracterizado pela letra α . Evidentemente que para o ângulo azimutal β' existirá um correspondente α' , que é determinado da mesma forma que α .

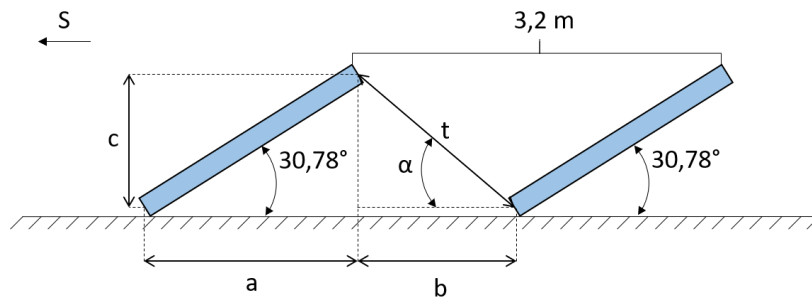


Figura 39 - Vista em perspetiva do ângulo da altura solar.

A partir destes esquemas representativos é possível determinar os valores dos ângulos em causa. Para tal determinou-se primeiro os comprimentos b , c e a . A determinação do comprimento a e c é feita conhecendo o comprimento do painel fotovoltaico, de 1,659 m e o ângulo de inclinação do mesmo de 30,78°, sendo a partir do valor de a determinado o valor do comprimento de b . Estas três determinações encontram-se representadas nas equações seguintes (3.2-3.4):

$$a = \cos(30,78) \times 1,659 = 1,43 \text{ m} \quad (3.2)$$

$$b = 3,2 - a = 1,78 \text{ m} \quad (3.3)$$

$$c = \sin(30,78) \times 1,659 = 0,85 \text{ m} \quad (3.4)$$

Conhecendo b , c e a é agora necessário determinar o comprimento d , que corresponde a metade do comprimento total da *string* **B**, sendo este valor dado pela expressão (3.5), em que 0,988 m corresponde à largura de cada módulo e 13 o número de módulos constituintes dessa *string*.

$$d = \frac{13 \times 0,988}{2} = 6,42 \text{ m} \quad (3.5)$$

A partir dos valores de b e de d é possível determinar o ângulo β a partir da expressão (3.6):

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{d}{b} \right) = 74,55^\circ \quad (3.6)$$

A partir da determinação do ângulo azimutal β é possível determinar o comprimento t' , que corresponde à projeção horizontal do segmento de reta t , que une o ponto médio inferior da *string* **B** ao canto superior nascente do conjunto de *strings* **C**, **D** e **E** esta determinação de t' é dada pela seguinte expressão (3.7):

$$t' = \frac{d}{\sin \beta} = 6,66 \text{ m} \quad (3.7)$$

Através da determinação de t' é possível determinar o valor do ângulo α recorrendo à seguinte relação trigonométrica (3.8):

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{c}{t'} \right) = 7,27^\circ \quad (3.8)$$

Tendo determinado o ângulo azimutal β e o ângulo de altura solar α para a situação crítica do nascer do sol, vai-se determinar agora os mesmos ângulos correspondentes β' e α' . O processo de determinação destes ângulos é semelhante à determinação dos ângulos anteriores e é feita da seguinte maneira (3.9):

$$\beta' = \tan^{-1} \left(\frac{e}{b} \right) = 84,98^\circ \quad (3.9)$$

Em que e é igual a (3.10):

$$e = 27 \times 0,988 - d = 20,25 \text{ m} \quad (3.10)$$

Onde 27 é o número de módulos constituintes do conjunto de *strings* obstrutoras (**C**, **D** e **E**). A partir do valor de β' é possível determinar o valor de r' que é o comprimento correspondente a t' . Este é determinado através da seguinte expressão (3.11):

$$r' = \frac{e}{\sin \beta'} = 20,33 \text{ m} \quad (3.11)$$

De um modo semelhante à determinação de α , a determinação de α' é feita da seguinte forma (3.12):

$$\alpha' = \tan^{-1} \left(\frac{c}{r'} \right) = 2,39^\circ \quad (3.12)$$

Um processo semelhante foi realizado para a *string* A tendo-se obtido os valores para os ângulos azimutais e de altura solar que estão sintetizados na Tabela 4.

Tabela 4 - Ângulos azimutais e de altura solar para as situações críticas.

	Situação Nascente		Situação Poente	
	β	α	β'	α'
String B	74,55°	7,27°	84,98°	2,39°
String A	84,85°	2,45°	75,57°	6,79°

A partir da análise da carta solar da cidade do Porto apresentada na Figura 40, é possível observar-se que o sombreamento é insignificante para ambas as *strings* B e A, sendo os seus efeitos sentidos na situação mais crítica (dia 21 de dezembro) até às 8h00 e a partir das 16h00, sendo que nesse dia o nascer do sol ocorre às 7h30 e o por do sol dá-se às 16h30. Deste modo, não serão considerados quaisquer efeitos de sombreamento.

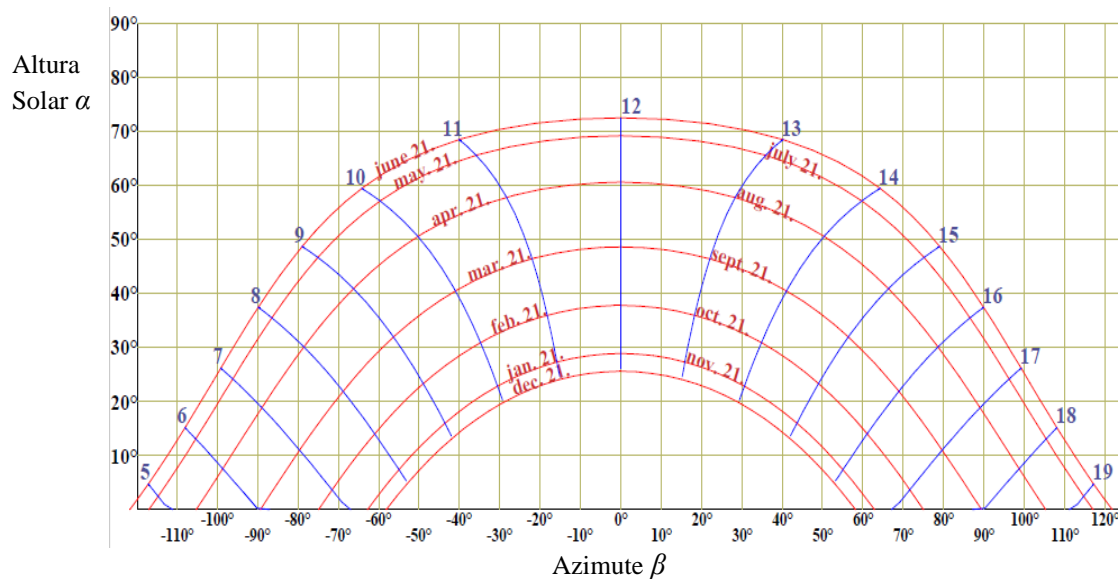


Figura 40 - Carta Solar para a cidade do Porto (latitude 41°) (Fonte: Benapoz software).

3.6. Tratamento e Análise de Dados

Os dados relativamente à produção da central foram fornecidos pelo INESC TEC e encontravam-se num estado bruto e não tratado. Estes dados encontravam-se desordenados cronologicamente, abrangendo um período temporal desde o dia 28/4/2013 até ao dia 18/10/2017.

Estes dados apresentavam a potência produzida em cada inversor em intervalos de 5 minutos, assim como registos relativamente à velocidade do vento, à temperatura dos módulos, à temperatura ambiente e à radiação solar incidente. Relativamente aos dados da temperatura ambiente, estes não apresentavam qualquer valor, pois o sensor encontrava-se inoperacional.

Estes dados desorganizados apresentavam vários períodos de interrupção na produção devido a testes e atividades experimentais, tendo por isso sido necessário filtrar os mesmos de modo a obter dados característicos relevantes e a poder compará-los com as estimativas teóricas que se desenvolverão no capítulo 4.

No presente capítulo apresentar-se-ão alguns gráficos e tabelas que evidenciem dados como a quantidade de eletricidade produzida pela central, a sua evolução ao longo dos anos e meses, assim como valores médios de produção mensal e anual. Também se avaliará a quantidade de tempo que cada inversor esteve inoperacional, dentro do seu período total de funcionamento.

Deste modo, em primeiro lugar procedeu-se à organização cronológica dos dados e à conversão da potência produzida nos intervalos de 5 minutos em energia total produzida nesse mesmo intervalo. Esta transformação foi feita através da seguinte expressão (3.13):

$$E_{CA} = P_{CA} \times \frac{\left(\frac{5}{60}\right)}{1000} \quad (3.13)$$

Esta expressão tem em conta o facto de a potência (P_{CA}) estar apresentada em W e a energia produzida (E_{CA}) pretender-se que seja apresentada em kWh.

A partir desta transformação foi então possível obter os dados da produção total de energia produzida em cada ano, como é possível observar na Figura 41.

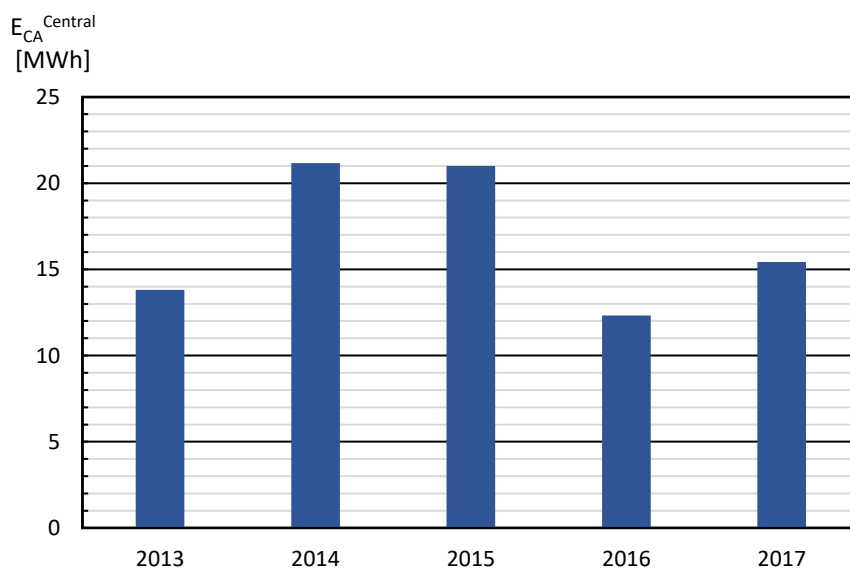


Figura 41 - Produção total da central em cada ano.

Foi também possível obter o gráfico com a produção total em cada inversor ao longo de todo o período de atividade do mesmo. O mesmo gráfico encontra-se apresentado na Figura 42.

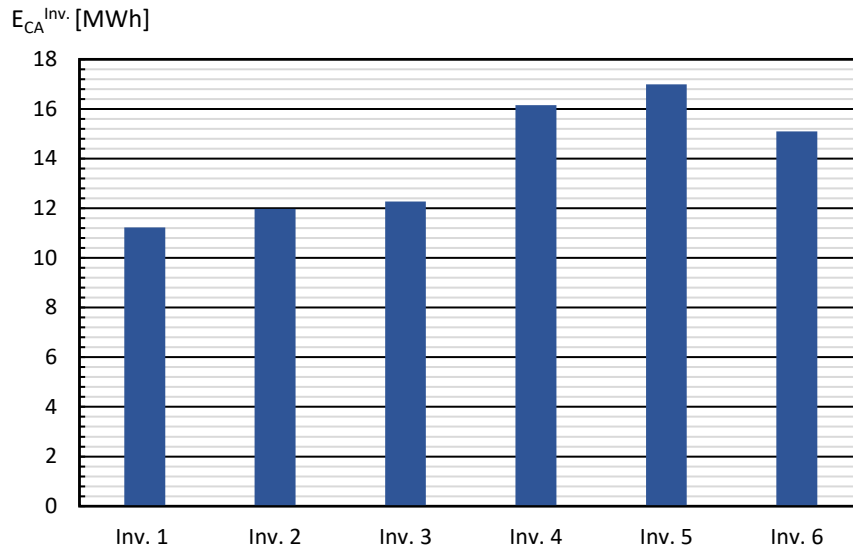


Figura 42 - Produção total em cada inversor desde o início do funcionamento da central.

Tal como é possível observar na Figura 42 os inversores numerados de 4 a 6 são os que tem maior capacidade, ou seja são os inversores do tipo SunnyBoy 3000HF, e os inversores numerados de 1 a 3 são os inversores do tipo SunnyBoy 1700.

Na figura antecedente, Figura 41, é possível observar que as produções anuais não são constantes, sendo observável que o ano de 2016 foi um ano claramente atípico, relativamente aos 2 anos antecedentes. Quanto aos anos de 2013 e 2017 este são anos na qual não é possível extrair muita informação, pois estes são anos na qual a informação disponível não abrange a totalidade temporal dos anos.

Na Figura 43 procede-se à expansão gráfica das produções em cada inversor ao longo dos anos, onde é possível observar a atipicidade do ano de 2016, onde para além das produções terem sido muito inferiores aos dois anos anteriores, foram também muito irregulares, pois o inversor 6, inversor de grande capacidade, foi o que apresentou a menor produção do conjunto de todos.

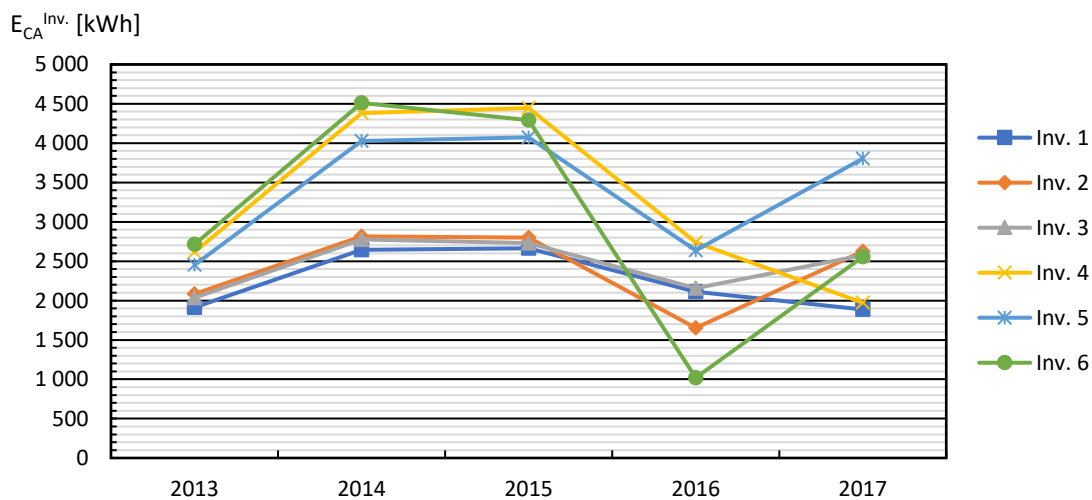


Figura 43 - Produção anual em cada inversor.

Devido à atipicidade do ano de 2016, na Figura 44 apresenta-se uma expansão da escala temporal aos diversos meses do ano.

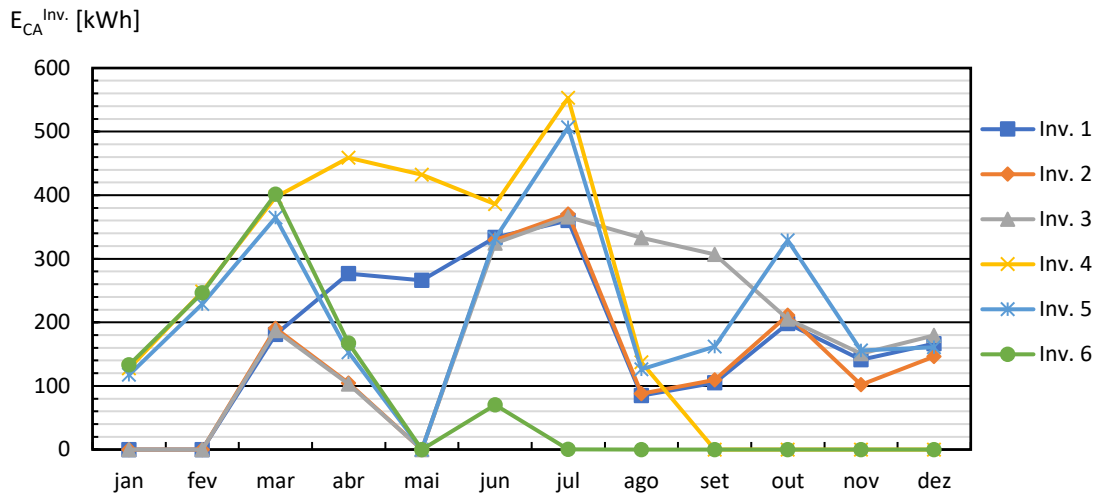


Figura 44 - Produção mensal em cada inversor no ano de 2016.

Tal como é possível observar, na Figura 44 o inversor 6 esteve praticamente parado durante 8 meses do ano de 2016, sendo por isso o que apresenta a menor produção desse ano de entre todos os inversores. Relativamente aos outros inversores é também possível observar que as suas produções não foram constantes nem seguiram um padrão regular como é possível observar noutros anos, nomeadamente no ano de 2014 (ver Figura 45).

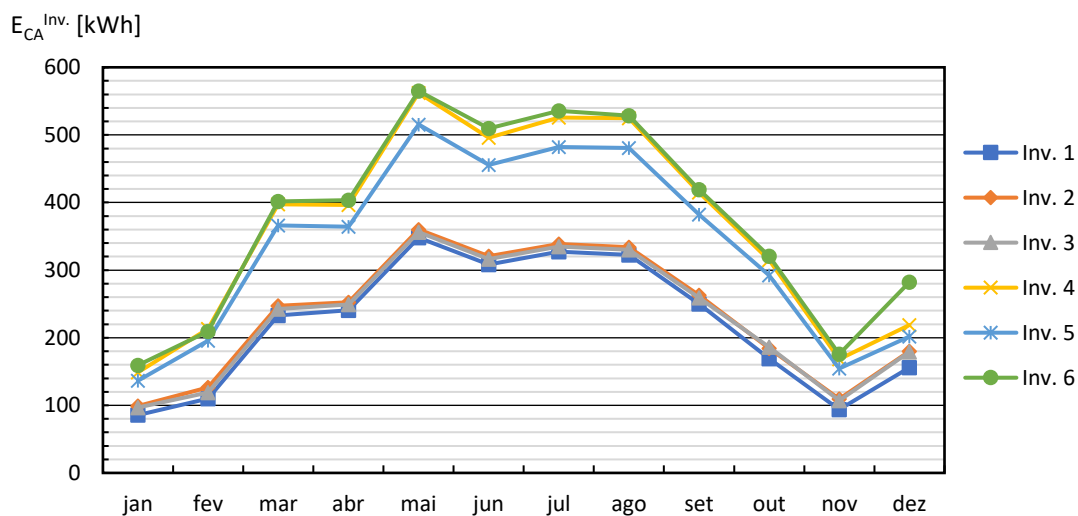


Figura 45 - Produção mensal em cada inversor no ano de 2014.

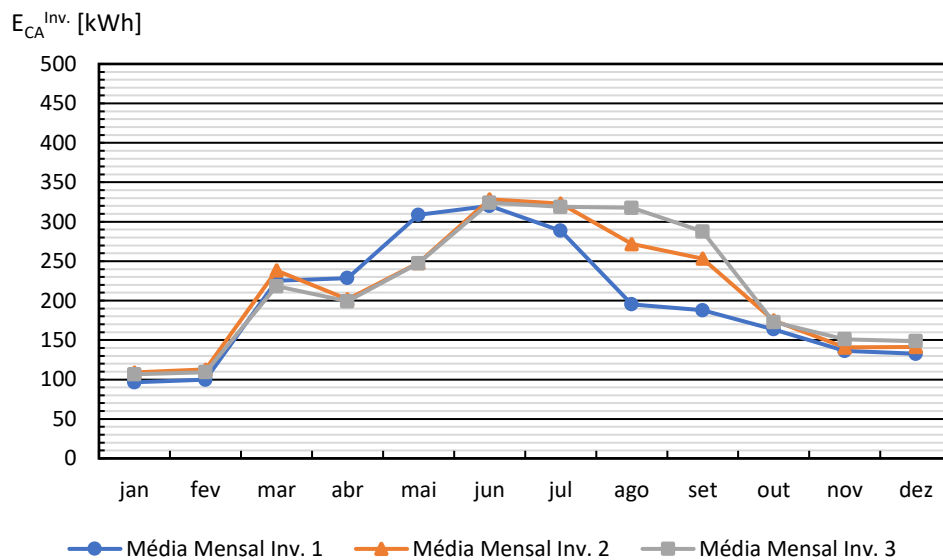
No Anexo C apresenta-se na Figura C 1, Figura C 2, Figura C 3 as produções mensais dos anos de 2013, 2015 e 2017 respetivamente.

Seguidamente, procedeu-se ao cálculo da produção média mensal em cada inversor, com todos os dados disponíveis de todos os anos. Com isto apresenta-se na Tabela 5 os valores médios mensais de produção em cada inversor. Encontra-se também na Tabela A 2 do Anexo A os valores totais de produção de cada mês em cada ano, por cada inversor.

Tabela 5 - Valores médios mensais de produção de cada inversor (dados não filtrados).

Mês	Inversor 1 [kWh]	Inversor 2 [kWh]	Inversor 3 [kWh]	Inversor 4 [kWh]	Inversor 5 [kWh]	Inversor 6 [kWh]
Jan.	96	109	107	133	177	139
Fev.	100	113	109	185	236	182
Mar.	225	238	218	309	374	307
Abr.	229	202	199	342	280	285
Mai.	309	248	247	397	259	287
Jun.	320	328	324	487	442	428
Jul.	289	323	319	435	457	327
Ago.	195	272	318	318	392	362
Set.	188	253	288	276	372	353
Out.	164	175	173	226	274	194
Nov.	136	141	151	180	204	184
Dez.	133	141	149	132	162	165

Com base nos dados da Tabela 5 foi possível traçar os gráficos que mostram a evolução da quantidade média de energia produzida em cada inversor em cada mês. Na Figura 46 apresenta-se o gráfico para os inversores 1, 2 e 3 e na Figura 47 apresenta-se o gráfico para os inversores 4, 5 e 6.

**Figura 46 - Valores médios mensais das produções nos inversores 1, 2 e 3.**

Como é possível observar em ambos os gráficos os valores médios mensais não seguem uma distribuição “regular”, ou seja, os valores médios não apresentam uma tendência sempre crescente até aos meses de verão e a partir deste uma tendência sempre decrescente. Neste caso, a evolução das produções médias apresenta oscilações inesperadas.

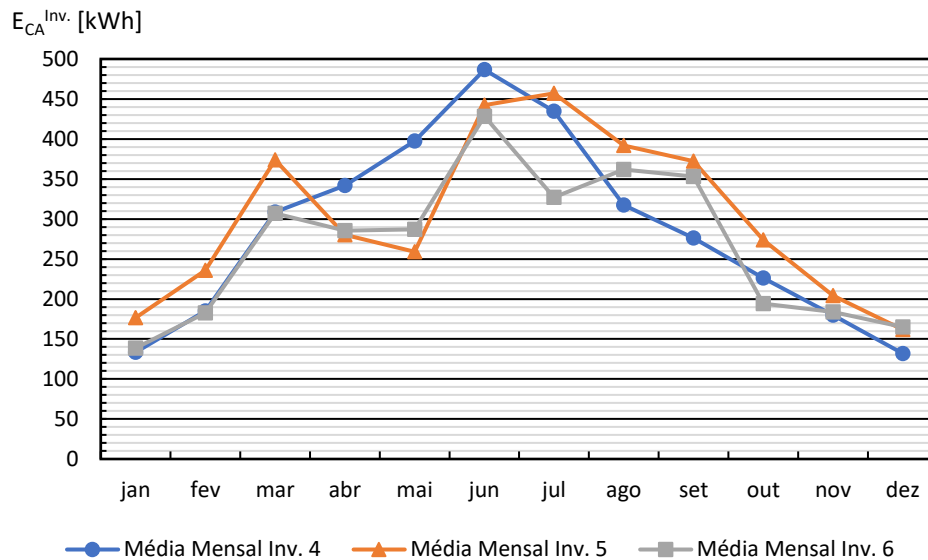


Figura 47 - Valores médios mensais das produções nos inversores 4, 5 e 6.

Estas oscilações devem-se aos diversos períodos em que os inversores estiveram parados, devido a atividades experimentais que decorreram, ou devido a paragens técnicas e de manutenção. Evidentemente, estes períodos de paragem afetam significativamente os valores médios mensais, principalmente quando estes são excessivamente longos. Deste modo, foi por isso necessário para a sua correta análise e avaliação efetuar uma filtragem dos dados, eliminando os períodos distorcedores dos valores médios.

Esta filtragem foi feita eliminando primeiramente, os dias de produção nula em cada mês de cada ano. Seguidamente, foram eliminados os meses que num determinado ano os dias de produção foram inferiores a 2/3 do tempo total do mês, ou seja, não contabilizando para efeitos de cálculo da média, os meses em que a tiveram menos de 20 dias de produção.

Deste modo, após a filtragem, os valores médios mensais de produção serão seguidamente apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Valores médios mensais de produção em cada inversor (dados filtrados).

Mês	Inversor 1 [kWh]	Inversor 2 [kWh]	Inversor 3 [kWh]	Inversor 4 [kWh]	Inversor 5 [kWh]	Inversor 6 [kWh]
Jan.	129	145	142	172	177	185
Fev.	133	150	146	247	236	243
Mar.	225	238	218	411	374	409
Abr.	280	294	290	427	416	420
Mai.	309	310	309	491	425	470
Jun.	320	328	324	487	442	518
Jul.	289	323	319	490	457	476
Ago.	297	318	318	484	458	452
Set.	259	289	288	428	425	442
Out.	171	183	182	296	286	294
Nov.	136	154	151	240	220	245
Dez.	133	141	149	176	162	220

Na Tabela A 3 do Anexo A apresentam-se os meses de cada inversor que foram eliminados para o cálculo das médias de produção de energia, por terem um número total de dias de produção inferiores a 2/3 do número de dias de cada mês.

A partir dos dados não filtrados e filtrados, foi possível fazer a comparação dos valores médios mensais da produção em cada inversor, estando estes representados nas Figura 48, Figura 49, Figura 50, Figura 51, Figura 52 e Figura 53 para os inversores 1, 2, 3, 4, 5 e 6, respetivamente.

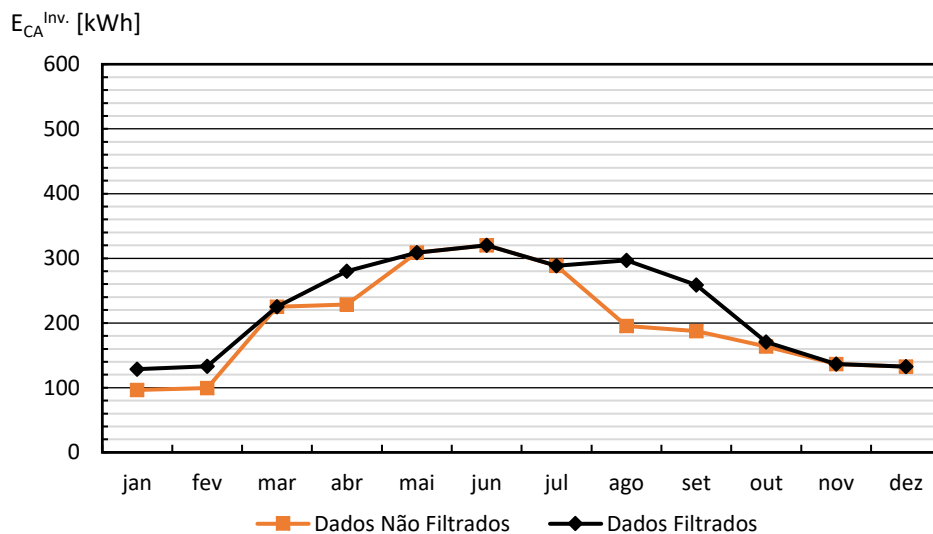


Figura 48 - Valores médios mensais de produção no inversor 1.

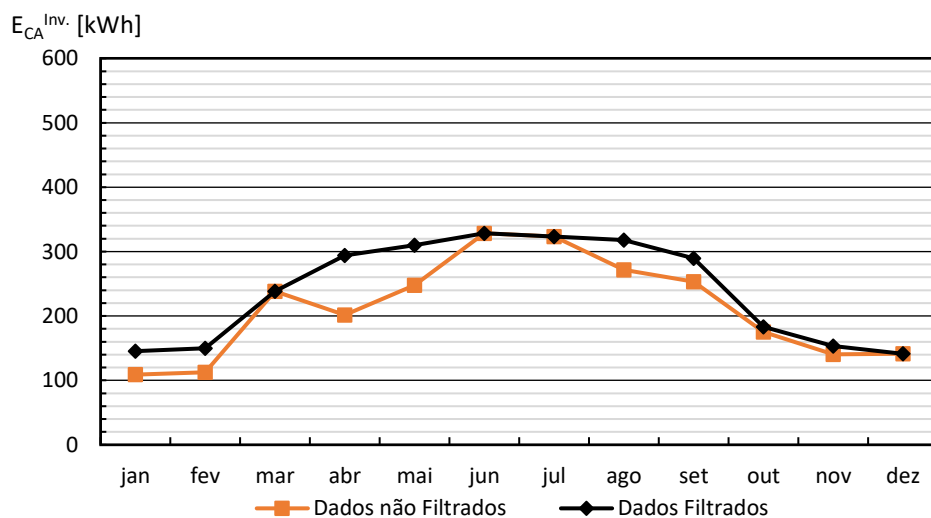


Figura 49 - Valores médios mensais de produção no inversor 2.

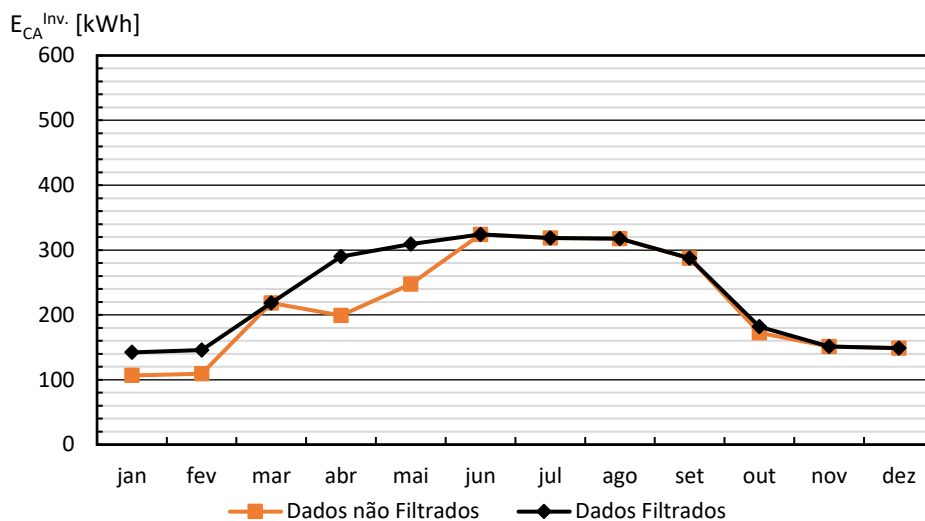


Figura 50 - Valores médios mensais de produção no inversor 3.

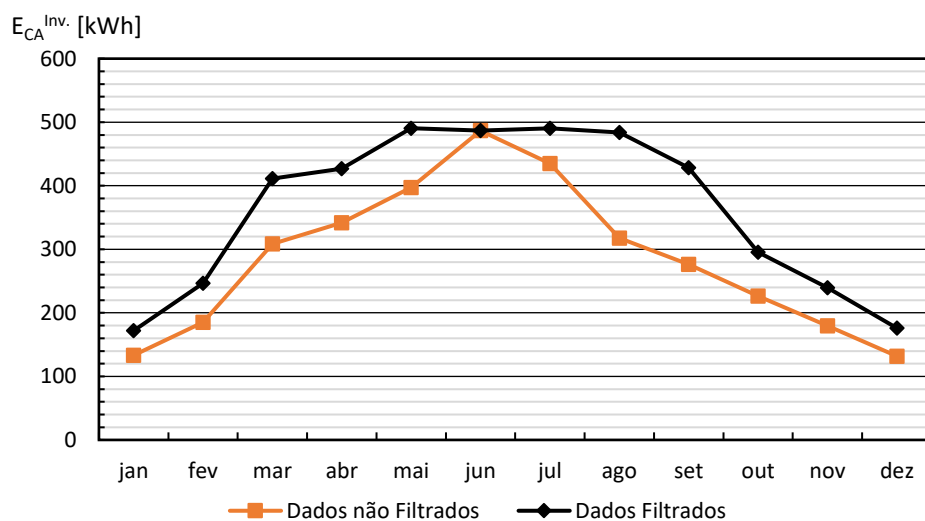


Figura 51 - Valores médios mensais de produção no inversor 4.

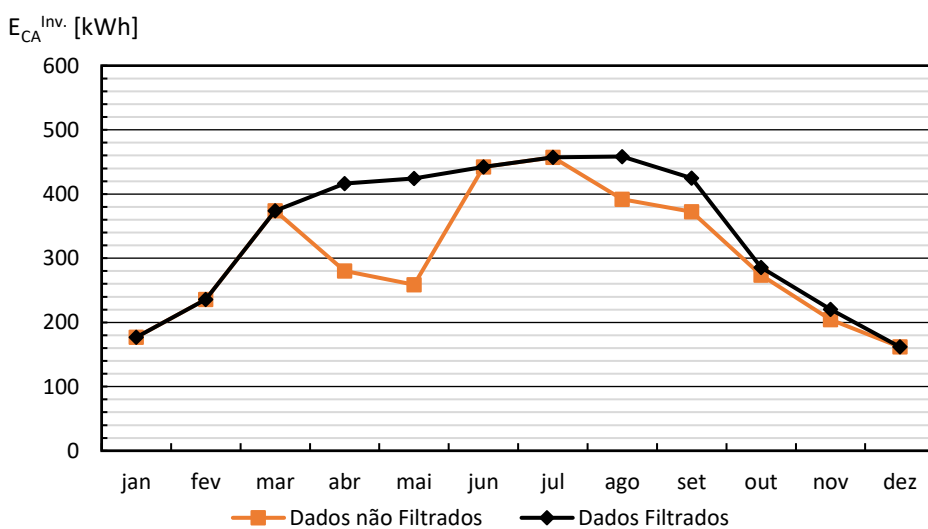


Figura 52 - Valores médios mensais de produção no inversor 5.

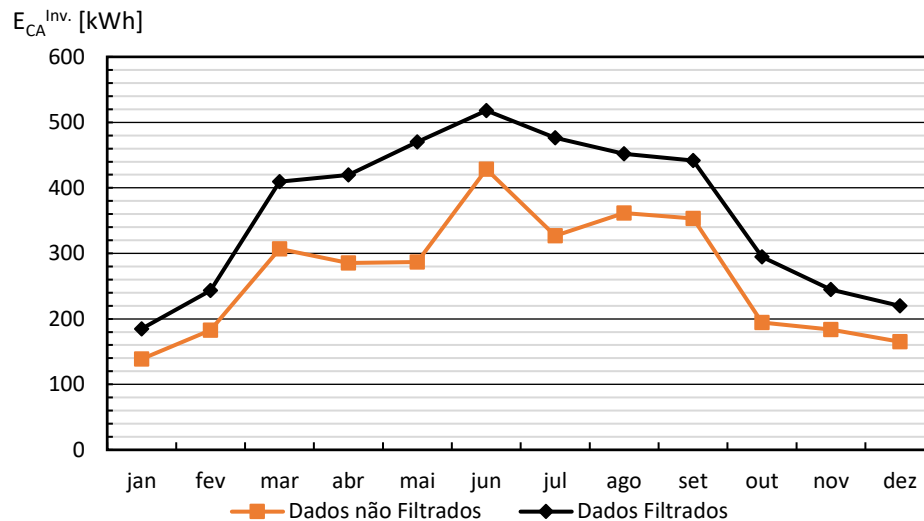


Figura 53 - Valores médios mensais de produção no inversor 6.

Tal como podemos observar em todos os gráficos a filtragem dos dados permitiu obter valores mais representativos dos valores médios mensais em cada inversor. A filtragem foi particularmente significativa nos dados relativamente aos inversores 4 e 6, que se verificou uma melhoria dos valores das médias em praticamente todos os meses do ano.

A partir dos dados acima descritos foi possível calcular os valores médios anuais da produção em cada inversor, assim como de toda a central. Na Tabela 7 apresentam-se esses valores médios, tendo por base os dados filtrados das produções médias mensais em cada inversor.

Tabela 7 - Valores médios anuais da produção em cada inversor e da central.

	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Inversor 4	Inversor 5	Inversor 6	Central
E_{CA} [kWh]	2 680	2 870	2 840	4 350	4 080	4 380	21 190

De modo a obter-se uma melhor perceção do efeito da filtragem nos valores das médias, apresentam-se de seguida, Figura 54 e Figura 55, os gráficos comparativos com os valores filtrados e não filtrados, dos valores médios anuais de produção em cada inversor e dos valores médios mensais da produção de toda a central.

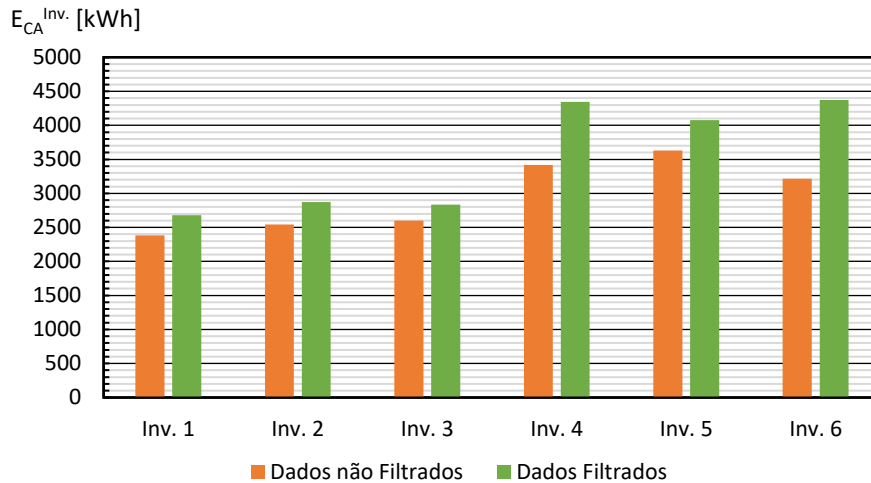


Figura 54 - Valores médios anuais de produção em cada inversor.

Como podemos observar na Figura 54, os inversores que viram o seu valor médio de produção anual mais afetado, foram de facto os inversores de maior capacidade, ou seja, foram estes em que se verificou um maior número de paragens. Na Figura 55 podemos observar que os meses que viram a média de produção mais afetada foram os meses de abril, maio, agosto e setembro.

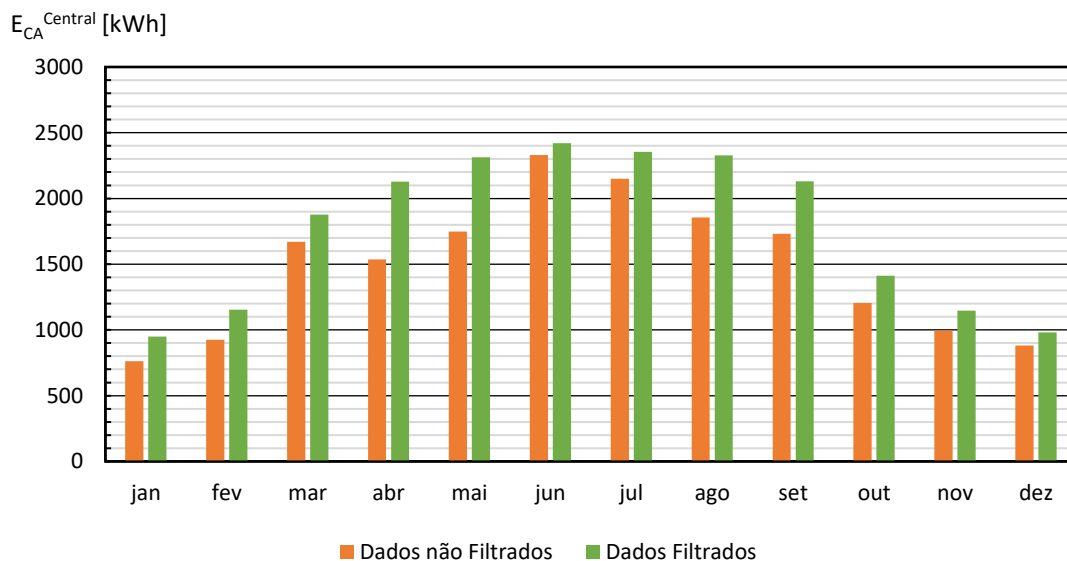


Figura 55 - Valores médios mensais de produção de toda a central.

De seguida, realizou-se uma análise aos valores da potência produzida em cada inversor. Para esta análise procurou-se conhecer os valores da produção diária em cada um dos inversores para a situação de um dia típico de inverno e de um dia típico de verão. Escolheu-se como ano característico o ano de 2014, pois foi este o ano que apresentou um comportamento mais linear no registo das produções, tal como pode ser observado anteriormente, na Figura 45. Para o estabelecimento da produção de um dia médio de inverno, efetuou-se a média aritmética das produções diárias entre os dias 21 de dezembro e 21 de março, tendo-se efetuado o mesmo para a produção de um dia médio de verão, mas neste caso entre os dias 21 de junho e 21 de setembro.

Assim sendo, obteve-se o gráfico da Figura 56 onde é possível observar os valores de potência elétrica produzida para os dois dias típicos.

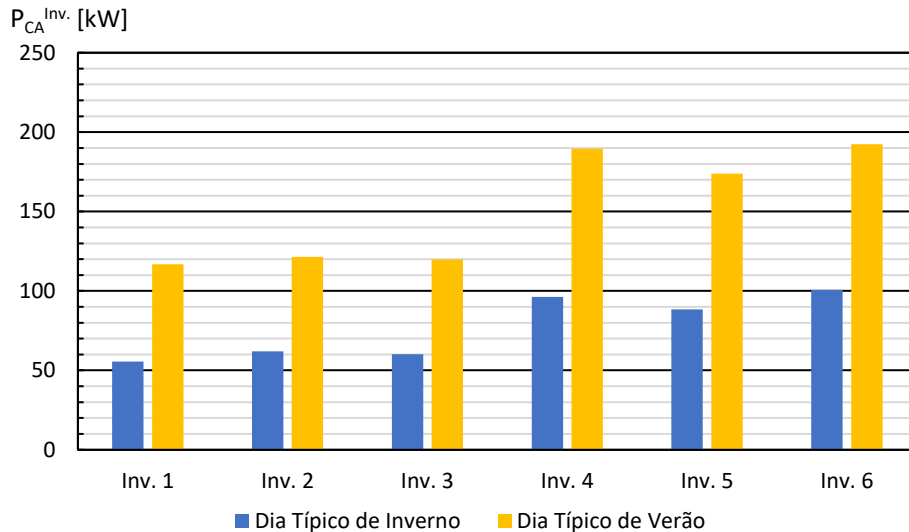


Figura 56 - Produção de um dia típico de verão e de inverno em cada inversor.

Seguidamente, apresenta-se na Figura 57 a percentagem do número de dias que cada inversor esteve inoperacional desde o início do seu funcionamento.

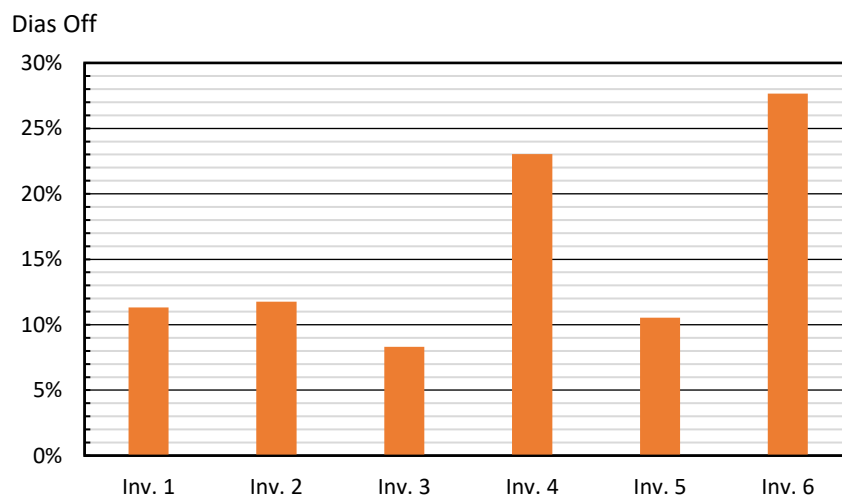


Figura 57 - Percentagem do número de dias “off” em cada inversor.

A partir deste gráfico é possível observar que os inversores que apresentaram um maior número de dias inoperacionais foram os inversores 4 e 6, correspondendo exatamente aos inversores que apresentavam uma maior distorção nos valores médios anuais da energia produzida entre os dados filtrados e não filtrados, ver Figura 54.

Concomitantemente, também se apresenta na Figura 58 o gráfico com o número total de dias de cada mês em que pelo menos um dos inversores esteve parado. Como é possível observar na figura existe uma grande quantidade de dias de interrupção durante os períodos de maior radiação solar (e como tal de maior produção), correspondentes aos meses de maio até outubro, de facto cerca de 54% das paragens ocorreu durante este período.

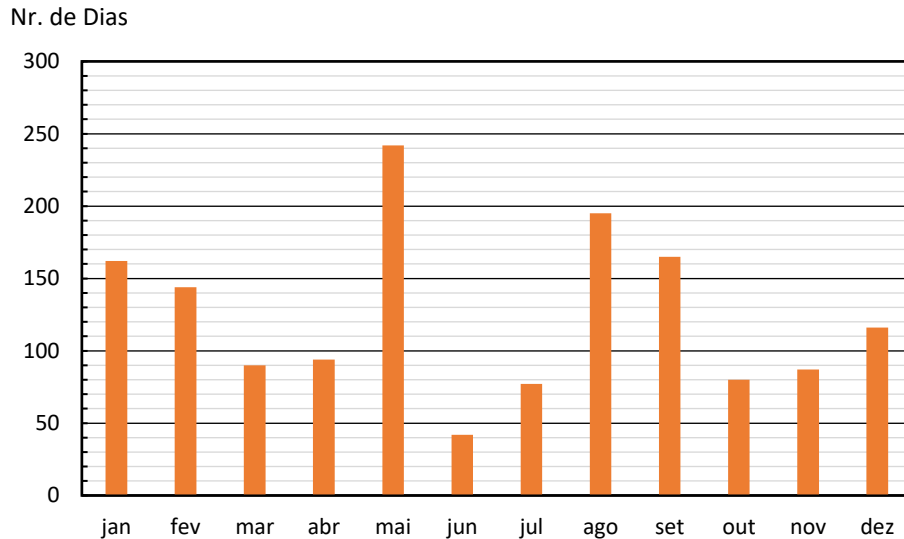


Figura 58 - Número total de dias de cada mês em que pelo menos um dos inversores esteve parado.

Por último, apresenta-se na Figura 59 os valores da irradiação solar média mensal no plano dos módulos (G_{PDM}). Apresentam-se neste gráfico os valores obtidos pela medição efetuada pelo sensor *Sunny SensorBox*, que está instalado no local, e os valores obtidos através da base de dados meteorológicos *Meteonorm*.

O sensor *Sunny SensorBox* é um sensor da marca SMA e vem equipado com uma célula fotovoltaica que mede a radiação solar e com um sensor de temperatura que mede a temperatura dos módulos. No presente caso encontravam-se acoplados a estes sensores que mediam a temperatura ambiente e a velocidade do vento. No entanto, é de ressaltar que estes sensores apresentaram um comportamento bastante anómalo ao longo do período de estudo em causa, mostrando diversas avarias. De modo a tentar obter dados com a melhor qualidade possível relativamente à irradiação solar, usaram-se unicamente os dados provenientes aos anos de 2014 e 2015.

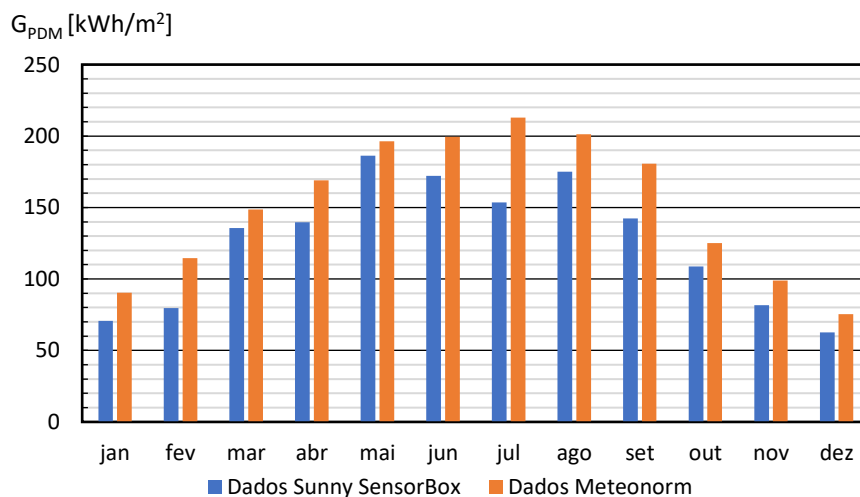


Figura 59 - Comparação da irradiação solar mensal.

Contudo, tal como é possível observar no gráfico, os dados relativos ao *Sunny SensorBox* apresentaram um comportamento bastante irregular, havendo uma diminuição muito significativa da irradiação solar durante os meses de verão, o que não é expectável. Por outro lado, os dados relativos à base de dados *Meteonorm* foram bastante mais regulares, tendo-se obtido para estes dados um valor da irradiação anual de 1818 kWh/m².

No Anexo C na Figura C 4 e da Figura C 5 apresentam-se os gráficos com os valores médios mensais da temperatura das células e o gráfico com os valores médios mensais da velocidade do vento, respetivamente. Para o cálculo destes valores médios foram apenas utilizados dados relativamente aos anos de 2014 e 2015.

3.7. Fatores de Desempenho

A partir do tratamento de dados é agora possível estabelecer um conjunto de parâmetros que visam avaliar o desempenho de cada uma das *strings*, assim como do conjunto de toda a central. Os parâmetros que avaliam o desempenho são: a produtividade, o fator de capacidade e o rácio de desempenho.

No entanto, para a avaliação destes parâmetros é necessário conhecer qual das *strings*, A até F, pertence a cada um dos inversores, numerados de 1 até 6. A associação dos inversores a cada uma das *strings* será feita com base na análise das produções médias mensais e anuais (filtradas) e com base nas características de cada uma das *strings*.

Deste modo, após análise chegou-se à conclusão que o inversor 5 pertenceria à *string* B e que os inversores 4 e 6 pertenceriam às *strings* A e F, respetivamente, pois a produção no inversor 5 é ligeiramente inferior à dos restantes, indicando que este inversor estaria ligado à *string* B que tem menos um módulo que as restantes duas. Relativamente às restantes 3 *strings*, o processo foi um pouco mais complicado. No entanto, conclui-se que os inversores 2 e 3 pertenceriam às *strings* D e E. Estas são constituídas pelo mesmo tipo e número de módulos devendo por isso apresentar produções semelhantes, tal como se verifica com as produções nos inversores 2 e 3. Assim sendo, encontram-se resumidas na Tabela 8 a associação de cada um dos inversores a cada uma das *strings*.

Tabela 8 – Associação de cada inversor a cada string.

Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Inversor 4	Inversor 5	Inversor 6
↓	↓	↓	↓	↓	↓
<i>String</i> C	<i>String</i> D	<i>String</i> E	<i>String</i> A	<i>String</i> B	<i>String</i> F

Para facilitar a leitura, a partir deste momento só se utilizará como nomenclatura o nome de cada uma das *strings*.

A produtividade (Y) é o rácio que avalia a quantidade de energia anual produzida em CA (E_{CA}) (ver Tabela 7) relativamente à capacidade instalada em CC (P_{CC}). Quando estes fatores são expressos em kWh e kWp respetivamente, o valor do rácio representa a energia gerada (kWh) por cada kWp da capacidade instalada, ou também conhecido como número de horas anuais a plena carga (Palmero-Marrero, et al., 2015). Deste modo, a produtividade é dada pela seguinte expressão (3.14):

$$Y [kWh/kWp] = \frac{E_{CA}}{P_{CC}} \quad (3.14)$$

Assim sendo, a produtividade de cada *string*, tal como de toda a central está apresentada na Tabela 9 que se segue.

Tabela 9 - Valores da produtividade (Y) de cada uma das strings e da central.

	<i>String C</i>	<i>String D</i>	<i>String E</i>	<i>String A</i>	<i>String B</i>	<i>String F</i>	Central
Produção (E_{CA}) [kWp]	2 680	2 870	2 840	4 350	4 080	4 380	21 190
Capacidade Instalada (P_{CC}) [kWp]	2,130	2,135	2,135	3,290	3,055	3,290	16,035
Y [kWh/kWp]	1 258	1 344	1 330	1 322	1 335	1 331	1 321

O fator de capacidade (CF) é um rácio que avalia o número de horas a plena carga do sistema relativamente ao número de horas de um ano completo, ou seja, 8760 horas (Kymakis, et al., 2009). Este rácio é expresso em termos percentuais e é dado pela expressão (3.15):

$$CF [\%] = \frac{Y}{8760} \times 100\% \quad (3.15)$$

Na Tabela 10 apresenta-se o fator de capacidade de cada *string* e de toda a central.

Tabela 10 - Fatores de capacidade (CF) de cada string e da central.

	<i>String C</i>	<i>String D</i>	<i>String E</i>	<i>String A</i>	<i>String B</i>	<i>String F</i>	Central
CF [%]	14,4	15,4	15,2	15,1	15,2	15,2	15,1

O rácio de desempenho (PR) é um rácio que avalia a energia produzida em CA com a capacidade instalada em CC, tendo em conta o recurso solar no local e os efeitos de sombreamento (NREL, 2018). Esta medida avalia a qualidade de um sistema fotovoltaico, sendo por isso frequentemente designada como um fator de qualidade. Evidentemente, quanto maior o valor de PR mais eficaz é o sistema fotovoltaico. No entanto, valores de 100% não são atingíveis, existindo sempre perdas inevitáveis. Os valores mais comuns são na ordem dos 80% (SMA Solar Technology AG, 2016). Deste modo, o cálculo do rácio de desempenho (PR) é dado pela equação (3.16), onde E_{CA} é o valor da energia produzida em CA, G_{PDM} é a irradiação incidente no plano dos módulos, η_m é o rendimento dos módulos e A_m é a área dos módulos.

$$PR [\%] = \frac{E_{CA}}{G_{PDM} \times \eta_m \times A_m} \times 100\% \quad (3.16)$$

Para o cálculo deste fator foi utilizado como valor da irradiação G_{PDM} o valor fornecido pelo *software* Meteonorm, valor esse de 1818 kWh/m²/ano. Assim sendo, obtiveram-se os valores de rácio de desempenho que estão representados na Tabela 11.

Foi utilizado este valor da irradiação anual no plano dos módulos, de modo a que os rácios de desempenho fossem comparáveis com os rácios que serão determinados posteriormente nas estimativas teóricas.

Tabela 11 - Valores do rácio de desempenho (PR) de cada string e da central.

	<i>String C</i>	<i>String D</i>	<i>String E</i>	<i>String A</i>	<i>String B</i>	<i>String F</i>	Central
A_m [m²]	14,76	14,76	14,76	22,95	21,31	22,95	111,49
η_m [%]	14,8	14,8	14,8	14,9	14,9	14,9	14,8
PR [%]	67,5	72,4	71,4	69,9	70,6	70,4	70,6

Para os valores do rendimento η_m das *strings* que têm uma mistura dos dois tipos de módulos, foi feita uma média aritmética entre os valores do rendimento dos dois tipos, o mesmo foi feito para o caso da avaliação da central.

Comparando estes fatores de desempenho com os fatores obtidos em outros estudos científicos (Palmero-Marrero, et al., 2015) (Kymakis, et al., 2009) (Birane, et al., 2017), observa-se que os fatores de desempenho estão próximos, mas inferiores aos obtidos nas referências.

4. Estimativas Teóricas e Resultados

A realização das estimativas teóricas foi feita recorrendo a *software* que existe atualmente para este tipo de simulações. No presente estudo, foram utilizados para as simulações dois *softwares* distintos, denominados SAM (*System Advisor Model*) e PVSyst. O *software* SAM é um *software* gratuito desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América, com fundos provenientes do *U.S. Department of Energy*. O desenvolvimento deste programa teve a colaboração da Universidade de Wisconsin e do *Sandia National Laboratories*.

O SAM apresenta modelos que pretendem simular a performance e os aspetos financeiros de sistemas de produção de eletricidade que utilizam fontes de energia renováveis. Este *software* foi criado com o objetivo de facilitar a tomada de decisão das entidades envolvidas na indústria das energias de fontes renováveis. Os modelos incluídos neste programa abrangem as diversas tecnologias do setor energético renovável, tais como sistemas de produção de eletricidade através de energia solar, de energia geotérmica ou de energia eólica.

Relativamente, ao *software* PVSyst este é um software não livre e foi desenvolvido entre a Universidade de Genebra e a *Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne*. O propósito do desenvolvimento deste *software* foi o de criar uma ferramenta de apoio ao desenvolvimento de sistemas solares fotovoltaicos, permitindo o desenvolvimento de sistemas *on-grid* e *off-grid connected*.

No presente trabalho foram utilizados os modelos de simulação de sistemas de energia solar fotovoltaica, sem recurso a modelos financeiros.

4.1. Interface do Software SAM

Primeiramente, na primeira página da interface do modelo foi necessário introduzir a localização da instalação, assim como os dados meteorológicos do local. Estes dados poderiam ser provenientes da base de dados interna do *software* ou de uma fonte de dados meteorológicos externa. Neste caso, foi escolhida uma base de dados externa, sendo recolhidos registos meteorológicos do *software* Meteonom. Na Figura 60 apresenta-se uma imagem da interface.

Solar Resource Library
Use the buttons above to download the latest NSRDB files and add them to your solar resource library. Click Folder Settings to add your own weather files to the library. The default library contains legacy weather files. See Help for details.

Weather file: C:\SAM\2017.9.5\solar_resource\USA AZ Phoenix (TMY2).csv

Header Data from Weather File

City: Phoenix Time zone: GMT -7 Latitude: 33.4333 °N
 State: AZ Elevation: 339 m Longitude: -112.017 °E
 Country: USA Data Source: TMY2 Station ID: 23183

Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal: 5.80 kWh/m²/day Average temperature: 22.5 °C
 Direct normal (beam): 6.90 kWh/m²/day Average wind speed: 3.0 m/s
 Diffuse horizontal: 1.55 kWh/m²/day Maximum snow depth: 0 cm

Files in Library

Name	Station ID	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation
USA AZ Flagstaff (TMY2)	03103	35.1333	-111.667	-7	2135
USA AZ Flagstaff Pulliam Arpt (TMY3)	723755	35.133	-111.667	-7	2132
USA AZ Grand Canyon Natl P (TMY3)	723783	35.95	-112.15	-7	2065
USA AZ Kingman (Amos) (TMY3)	723700	35.267	-113.95	-7	1033
USA AZ Kingman (Amos) (TMY2)	723700	35.267	-113.95	-7	1033

Choose a Weather File from Your Computer

☐ Browse...

Check the box and click Browse to choose a weather file stored on your computer without adding it to the solar resource library. Supported solar weather file formats are SAM CSV, TMY2, TMY3, and EPW.

Figura 60 - Interface de inserção dos dados meteorológicos (SAM).

Posteriormente à inserção dos dados meteorológicos, foi necessário inserir as características dos módulos fotovoltaicos. Estas características poderiam novamente ser inseridas

através de uma base de dados do sistema, que contém informação relativa a uma diversidade de modelos de módulos existentes. No entanto, por nesta base de dados não se encontrar nenhum dos modelos existentes na central, optou-se pela inserção dos parâmetros elétricos característicos dos módulos individualmente. Nesta interface eram pedidas as especificações elétricas nas condições STC, assim como outras propriedades como a área, a temperatura NOCT e o tipo de montagem. Na Figura 61 apresenta-se uma imagem da interface em causa.

Figura 61 - Interface de inserção das especificações dos módulos (SAM).

Seguidamente, inseriu-se os dados referentes aos inversores. De modo análogo estes poderiam ser inseridos através da base de dados do sistema, ou através da inserção individual das propriedades e características operativas. Mais uma vez optou-se por recorrer a esta última opção para a caracterização dos respetivos inversores. Na Figura 62 apresenta-se uma imagem da respetiva interface.

Figura 62 - Interface de inserção das especificações dos inversores (SAM).

Após a inserção das propriedades dos inversores e dos módulos, assim como dos dados meteorológicos, foi necessário caracterizar o design e a configuração do sistema. Nesta fase, foi necessário identificar o número de módulos por *string*, o número de *strings* e o número de inversores. Foram também inseridos parâmetros como a inclinação e o azimute das *strings*. Na Figura 63 apresenta-se novamente uma imagem da interface do sistema.

System Sizing

☐ Specify desired array size ☒ Specify modules and inverters

Desired array size: 4 kWdc
DC to AC ratio: 1.20

Modules per string: 7
Strings in parallel: 2
Number of inverters: 1

DC Subarrays

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
-String Configuration-				
Strings in array	2	(always enabled)		
Strings allocated to subarray	2	0	0	0
-Tracking & Orientation-				
<div> <div> Azimuth N 0 W 270 E 90 S 180 </div> <div> Tilt Vert. 90 Horiz. 0 </div> </div>	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	20	20	20	20
Azimuth (deg)	180	180	180	180
Ground coverage ratio (GCR)	0.3	0.3	0.3	0.3
Tracker rotation limit (deg)	45	45	45	45
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

Figura 63 - Interface de inserção da configuração do sistema (SAM).

Por último foi necessário inserir características como o sombreamento e as perdas do sistema. Relativamente ao sombreamento, não foram inseridos quaisquer parâmetros por se considerar pela análise realizada anteriormente, que os efeitos na central causados pela sombra eram nulos. Quanto às perdas estas foram inseridas, sendo necessário nesta secção identificar a percentagem de perdas da parte de CC do sistema, assim como de CA. Relativamente a esta última interface apresenta-se na Figura 64 uma imagem da mesma.

DC Losses

DC losses apply to the electrical output of each subarray and account for losses not calculated by the module performance model.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Module mismatch (%)	2	2	2	2
Diodes and connections (%)	0.5	0.5	0.5	0.5
DC wiring (%)	2	2	2	2
Tracking error (%)	0	0	0	0
Nameplate (%)	0	0	0	0
DC power optimizer loss (%)	0	All four subarrays are subject to the same DC power optimizer loss.		
Total DC power loss (%)	4.440	4.440	4.440	4.440

Total DC power loss = 100% * [1 - the product of (1 - loss/100%)]

-Default DC Losses-

Apply default losses to replace DC losses for all subarrays with default values.

Apply default losses for: ☐ Central inverters ☐ Microinverters ☐ DC optimizers

AC Losses

AC losses apply to the electrical output of the inverter and account for losses not calculated by the inverter performance model.

AC wiring: 1 %

Figura 64 - Interface de inserção da percentagem de perdas (SAM).

A partir da inserção de todas estas características é possível então gerar os gráficos das previsões teóricas do sistema, assim como partir para uma análise paramétrica do mesmo.

4.3. Resultados com as Simulações do SAM

Para a realização da simulação da central foi necessário recorrer a algumas simplificações, pois como foi possível identificar pela descrição acima das interfaces, neste *software* só é permitido simular sistemas que possuem um só tipo de inversor e de módulo, assim como, um número fixo de módulos por *string*.

Deste modo, as simulações realizadas foram feitas por cada uma das *strings* individualmente e no caso das *strings* C, D e E, foram só considerados um tipo de módulos em cada uma das *strings*, mais à frente será explicado com mais detalhe as opções escolhidas.

A simulação das *strings* A e F é semelhante, pois ambas as *strings* apresentam o mesmo número de módulos, assim como o mesmo tipo de modelo. Desta forma, foram inseridos os parâmetros característicos dos módulos fotovoltaicos do modelo Open 235 PC60 e do inversor do modelo SunnyBoy 3000HF. Foram também considerados 14 módulos ligados em série, tal como é característico de ambas as duas *strings*. Foi ainda inserido o ângulo de inclinação e o azimute da *string*. Relativamente a perdas foram considerados os valores apresentados na Tabela 12, tendo por base valores por defeito sugeridos pelo programa.

Tabela 12 - Valores das perdas estimadas para os *strings* A e F.

	Perdas [%]
Incompatibilidades dos Módulos	0,5
Cabelagem CC	1
Erro no Rastreamento do MPP	0,5
Cabelagem CA	0,5

A partir do estabelecimento destes parâmetros foi então possível simular a produção média mensal das *strings*. Na Figura 65 apresenta-se o gráfico com os valores da produção.

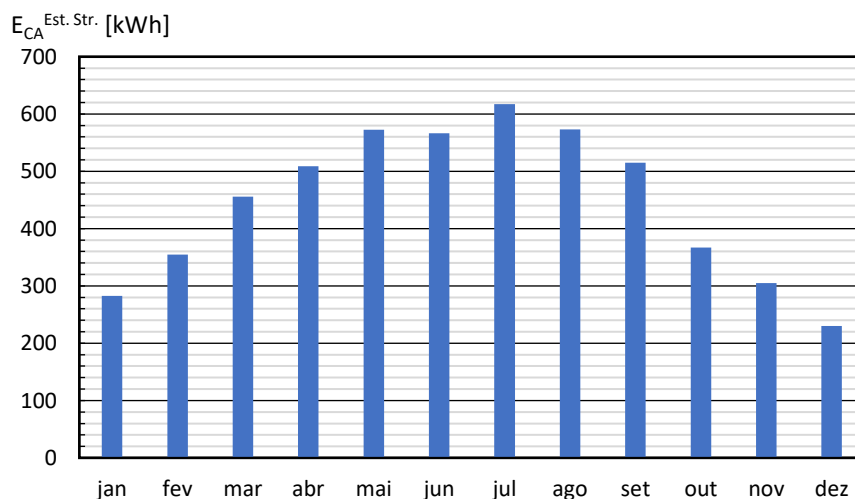


Figura 65 - Estimativas de produção mensais das *strings* A e F (SAM).

Para além da determinação destes valores o *software* determinou também fatores desempenho como o fator de capacidade, a produtividade (ou número de horas a plena carga) e o rácio de desempenho, dados estes que se apresentam na Tabela 13.

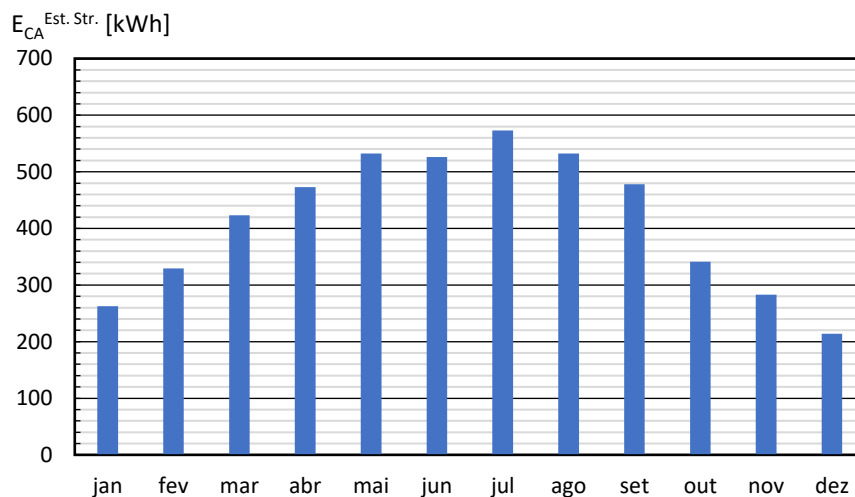
Tabela 13 - Fatores de desempenho estimados das strings A e F (SAM).

		Valor
Produção Anual	[kWh]	5348
Fator de Capacidade (CF)	[%]	18,5
Produtividade (Y)	[kWh/kWp]	1625
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	89

Para a simulação da *string* B o processo de caracterização foi exatamente igual ao utilizado para as duas *strings* A e F, tendo apenas se utilizando menos um módulo fotovoltaico que nas demais duas *string*. Ou seja, para esta simulação foi representada a *string* B como sendo constituída por módulos FV do modelo, Open 235 PC60, conectados a um inversor do modelo SunnyBoy 3000HF. Relativamente a perdas foram utilizados os mesmos valores utilizados para as *strings* A e F, estando estes valores representados na Tabela 12.

A partir do estabelecimento dos parâmetros foi possível então obter o valor das estimativas mensais de produção desta *string*, estando estes valores representados na Figura 66.

Foram do mesmo modo, determinados pelo *software* os fatores de desempenho da *string*, estando estes representados na Tabela 14.

**Figura 66 - Estimativas de produção mensais da string B (SAM).****Tabela 14 - Fatores de desempenho estimados da string B (SAM).**

		Valor
Produção Anual	[kWh]	4967
Fator de Capacidade (CF)	[%]	18,6
Produtividade (Y)	[kWh/kWp]	1625
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	89

Tal como já explicado anteriormente, para a simulação das *strings* C, D e E por limitações do *software* teve de se estimar a produção destas *strings* tendo em consideração o mesmo tipo de módulos FV. Deste modo foram feitas duas simulações onde numa utilizou-se módulos FV do modelo Open 235 PC60 e noutra módulos FV do modelo Open 240 PQ60, tendo-se posteriormente analisado as diferenças entre as simulações. Quanto aos inversores para ambas as

simulações foram utilizados inversores do modelo SunnyBoy 1700 e foram sempre considerados 9 módulos conectados em série, tal como é característico das três *strings*. Foram também por último inseridos os ângulos azimutais e de inclinação dos módulos característicos da central.

Para estas *strings* as perdas estimadas estabelecidas encontram-se apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15 - Valores das perdas estimadas para as strings C, D e E.

	Perdas [%]
Incompatibilidades dos Módulos	1,5
Cabelagem CC	0,5
Erro no Rastreamento do MPP	1
Cabelagem CA	0,5

A partir do estabelecimento destes parâmetros obtiveram-se os gráficos das estimativas da produção mensal destas *strings*, estando representado na Figura 67 o gráfico respetivo ao caso da utilização de módulos do modelo Open 235 PC60 e na Figura 68 o gráfico respetivo à utilização de módulos Open 240 PQ60.

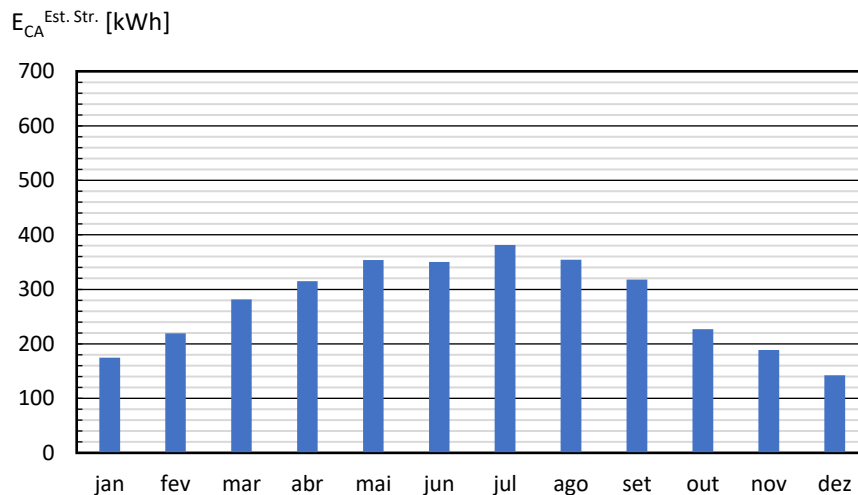


Figura 67 – Estimativas de produção mensais das strings C, D e E (modelo Open 235 PC60) (SAM).

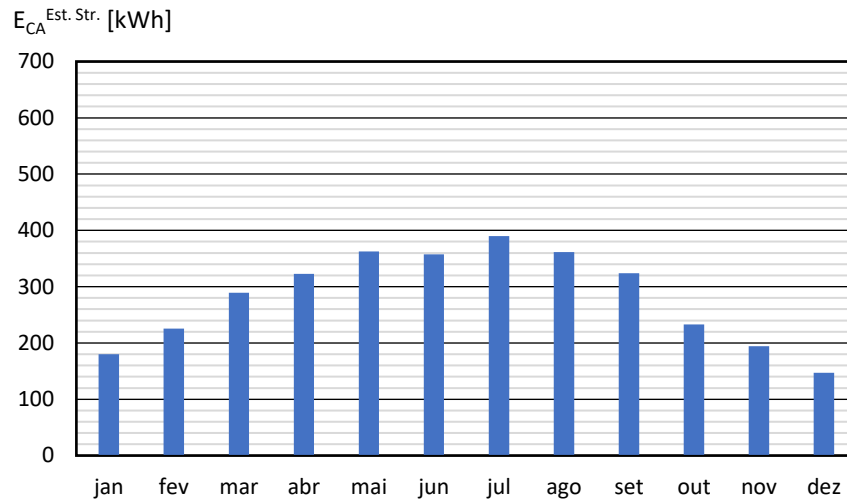


Figura 68 - Estimativas de produção mensais das strings C, D e E (modelo Open 240 PQ60) (SAM).

Tal como determinado para as demais *strings* foram também calculados pelo *software* diversos fatores de desempenho que se encontram representados na Tabela 16. A partir da observação dos gráficos das estimadas de produções mensais e dos fatores de desempenho apresentados na tabela subsequente, é possível observar que a simulação com a utilização de cada um dos tipos de modelos não difere muito em termos de produção, nem de desempenho.

No entanto, para simplificação do processo de análise considerar-se-á apenas os dados referentes à simulação utilizando modelos Open 235 PC60. Tendo, no entanto, que ter em conta que as perdas por incompatibilidades poderão levar a diferenças entre estes valores e os valores com base nos dados filtrados, não correspondendo estes assim a aproximações muito precisas da produção real de cada uma das três *strings*.

Por último, é também de ressaltar que foi detetado pelo *software* que na simulação em causa (módulos Open 235 PC60) a diferença de potencial da *string* (V_{oc}) superava a tensão máxima de localização do MPP do inversor, sendo recomendado por isso uma diminuição do número de módulos por *string*. Evidentemente, que na situação real este problema será ainda maior, pois estas *strings* tem na sua constituição módulos de maior potência, sendo por isso a diferença de potencial ainda maior.

Tabela 16 - Fatores de desempenho estimados das strings C, D e E para os dois casos em simulação (SAM).

		Open 235 PC60	Open 240 PQ60
Produção Anual	[kWh]	3306	3387
Fator de Capacidade (CF)	[%]	17,8	17,7
Produtividade (Y)	[kWh/kWp]	1562	1551
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	86	85

Após a realização destas simulações e das suas compilações foi possível obter os gráficos das estimativas de produção mensal da central (Figura 69), assim como o valor da estimativa da sua produção anual no valor de 25,58 MWh. Na mesma figura está representado no eixo secundário da direita o valor da energia solar incidente no plano dos módulos (S_{PDM}), para a área da totalidade da central. Na Tabela 17 apresentam-se os fatores de desempenho do conjunto global da central.

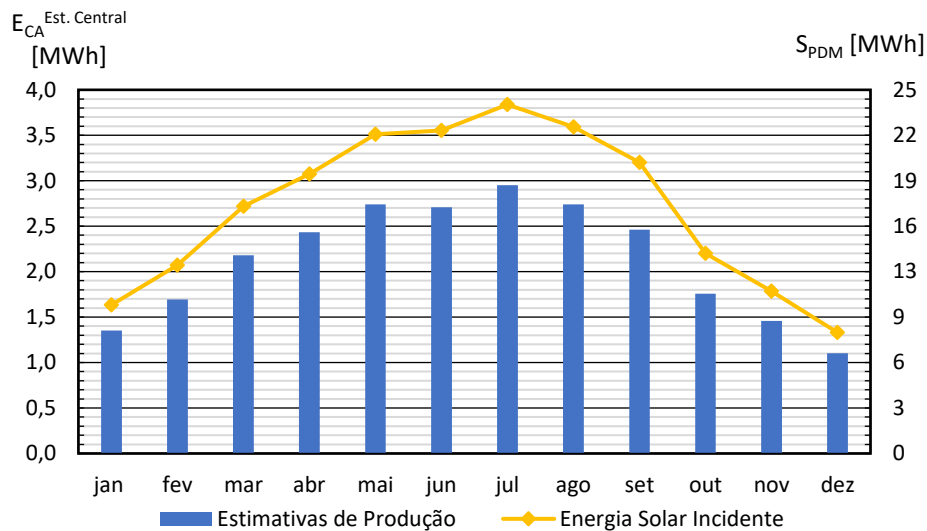


Figura 69 - Estimativas da produção mensal da central FV (SAM).

A partir dos resultados alcançados e demonstrados na Figura 69, onde se obteve uma produção anual de 25,58 MWh e uma quantidade de energia solar incidente na superfície dos módulos de 203,16 MWh, constata-se que a razão entre os valores se aproxima do valor do rendimento dos módulos fotovoltaicos, tendo-se obtido um valor de rendimento de 12,6%, que é próximo do valor do rendimento dos módulos nas condições STC (14,9%). A diferença entre estes valores deve-se a perdas na cablagem, a incompatibilidades entre os módulos, a perdas na conversão CC-CA e ao facto de os módulos não funcionarem sempre nas condições STC.

Tabela 17 - Fatores de desempenho estimados da central (SAM).

	Valor
Produção Anual [MWh]	25,58
Fator de Capacidade (CF) [%]	18,2
Produtividade (Y) [kWh/kWp]	1595
Rácio de Desempenho (PR) [%]	85,3

Para além das estimativas de produção mensais foram também realizadas análises paramétricas à variação do ângulo de inclinação dos módulos e do ângulo azimutal das *strings*. Os gráficos encontram-se representados na Figura 70 e na Figura 72, respetivamente.

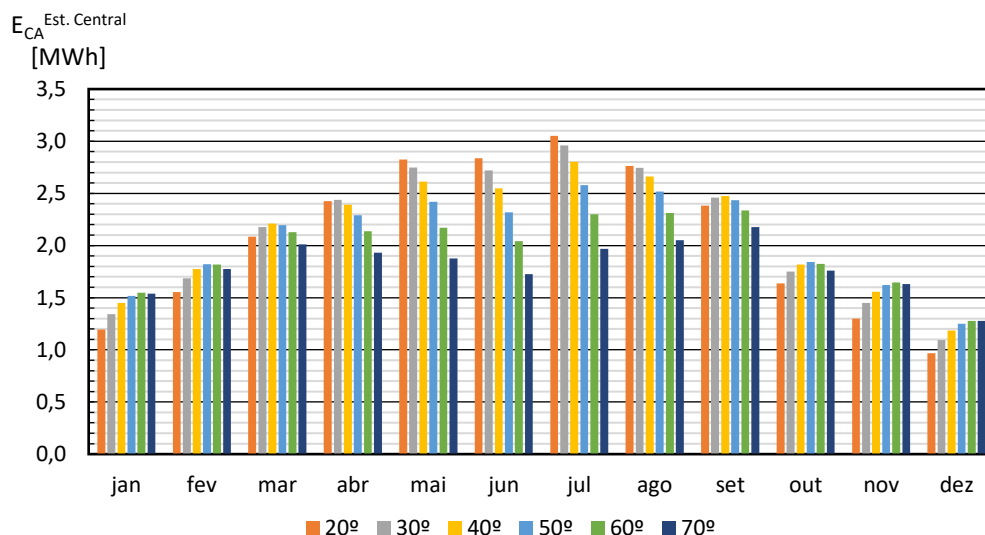


Figura 70 - Análise paramétrica ao ângulo de inclinação (SAM).

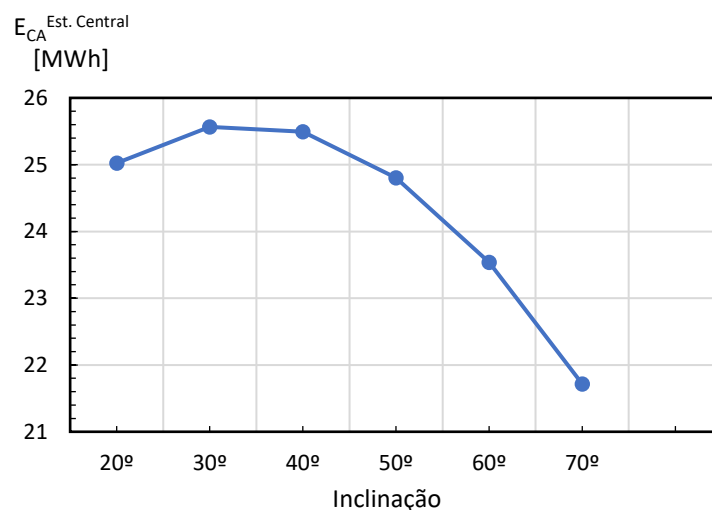


Figura 71 - Produção estimada anual em função do ângulo de inclinação (SAM).

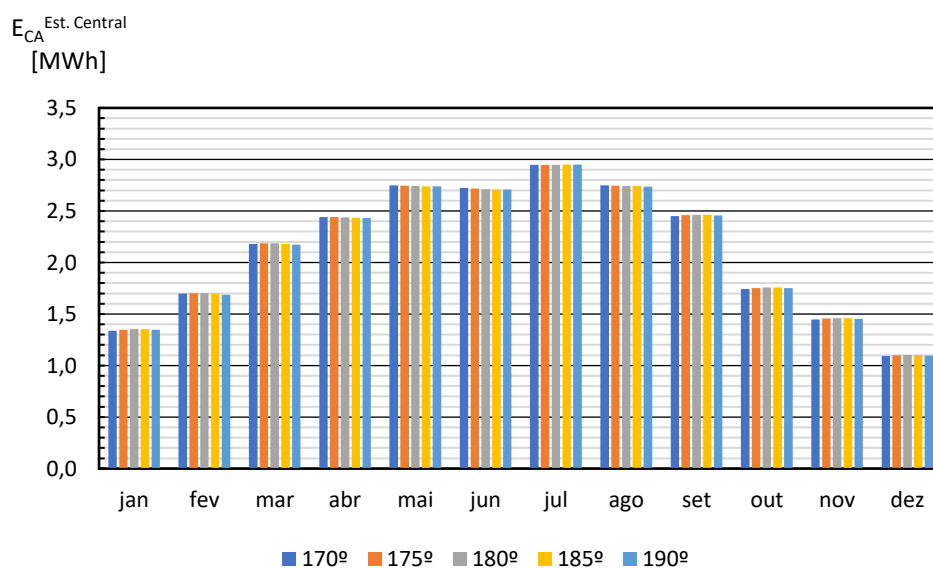


Figura 72 - Análise paramétrica ao ângulo azimutal (SAM).

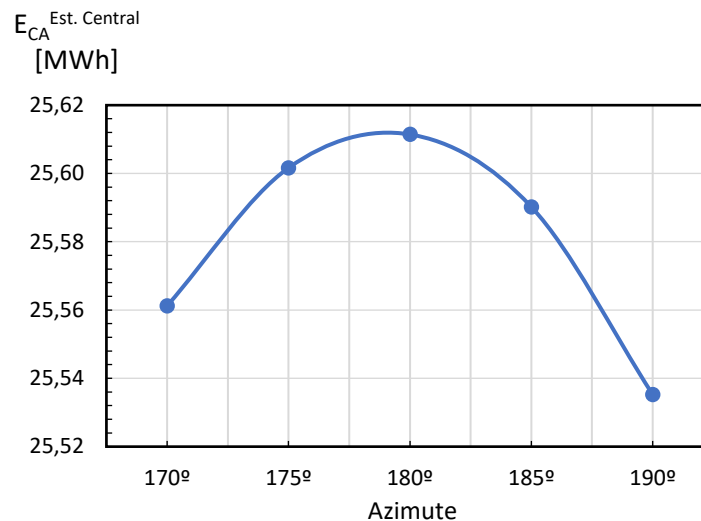


Figura 73 - Produção estimada anual em função do ângulo azimutal (SAM).

Como é possível observar no gráfico da análise paramétrica ao ângulo azimutal a variação do mesmo ângulo não apresenta consequências significativas na produção da central. No entanto relativamente ao gráfico da análise paramétrica do ângulo de inclinação é possível observar que a diminuição do mesmo ângulo resulta num progressivo aumento da produção durante os meses de verão, tendo como consequência, uma diminuição da produção durante os meses de inverno. Numa análise global à produção anual da central (Figura 71) verificou-se que o ângulo de inclinação dos módulos existente seria o ângulo ótimo, ou seja, aquele que potenciaría a geração da máxima produção de eletricidade, tendo o mesmo sido observado para o caso da análise global, considerando a variação do ângulo azimutal (Figura 73).

4.5. Interface do Software PVSyst

Tal como realizado no *software* SAM, o primeiro passo para a criação do modelo consistiu na inserção dos dados climáticos do local, estes dados poderiam novamente provir de uma fonte externa ou da própria base de dados do *software*. Neste caso, tal como realizado para o caso do *software* SAM foram escolhidos dados meteorológicos recolhidos a partir do *software* Meteonorm, que neste caso já constituíam a base de dados do programa. Na Figura 74 encontra-se uma imagem desta interface.

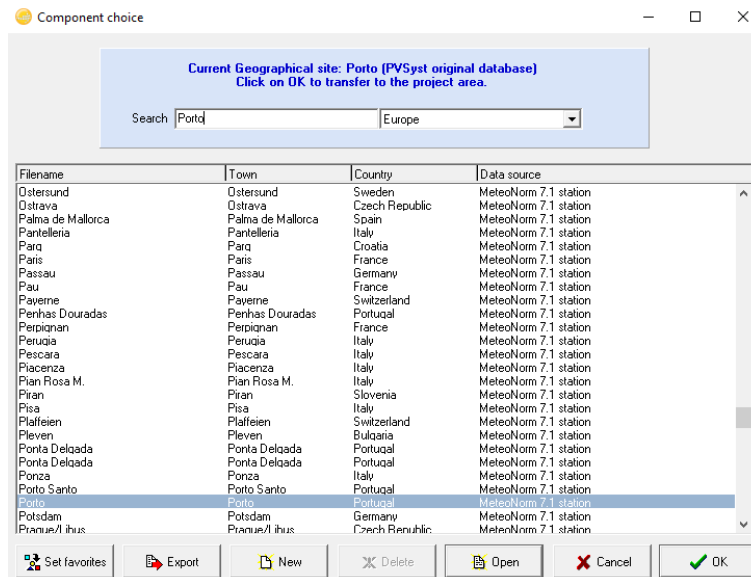


Figura 74 - Interface de inserção dos dados climáticos (PVSyst).

Posteriormente, à inserção destes dados, foram inseridos os dados relativos às características da instalação, como o azimuth e a inclinação dos módulos fotovoltaicos. Apresenta-se na Figura 75 uma imagem da respetiva interface.

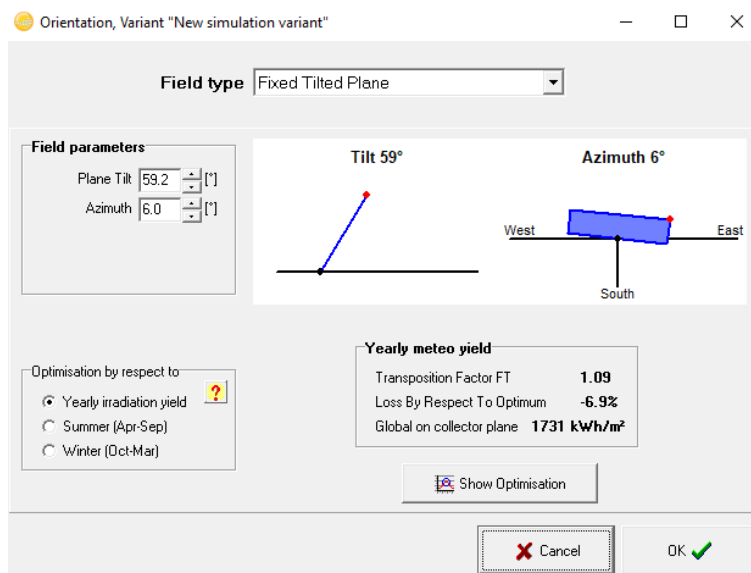


Figura 75 - Interface de inserção das características da instalação (PVSyst).

De seguida, foram inseridas as características relativas aos equipamentos da instalação, ou seja, foram inseridas as características relativas aos módulos fotovoltaicos e aos inversores. No presente caso como a base de dados do *software* era bastante completa, encontravam-se nela dados relativos aos dois tipos de inversores e aos dois tipos de módulos FV. Nesta interface foram também definidos o número de módulos FV por *string*, assim como o número de *strings*. Na Figura 76 apresenta-se uma imagem da interface de inserção destas características.

Figura 76 - Interface de inserção da configuração do sistema (PVSystem).

Por último, foi necessário inserir tal como no *software* SAM, as potenciais perdas existentes no sistema. Estas perdas correspondiam a perdas relativas a incompatibilidades dos módulos, a perdas elétricas, entre outras. Na Figura 77 apresenta-se uma imagem desta interface. Relativamente a perdas por sombreamento tal como considerando no caso da simulação através do *software* SAM, não foram consideradas quaisquer perdas por sombreamento.

Figura 77 - Interface de inserção das perdas do sistema (PVSystem).

4.6. Resultados com as Simulação do PVSyst

Para a realização da simulação recorrendo ao *software* PVSyst foram tidas em conta as mesmas simplificações consideradas no caso da simulação recorrendo ao *software* SAM, assim como foram consideradas as mesmas perdas em cada uma das *strings*. Deste modo, após a realização das simulações obtiveram-se os seguintes resultados que estão representados nas Figura 78, Figura 79 e da Figura 80.

Na Figura 78 apresenta-se os valores das produções estimadas mensais para o caso das *strings* A e F.

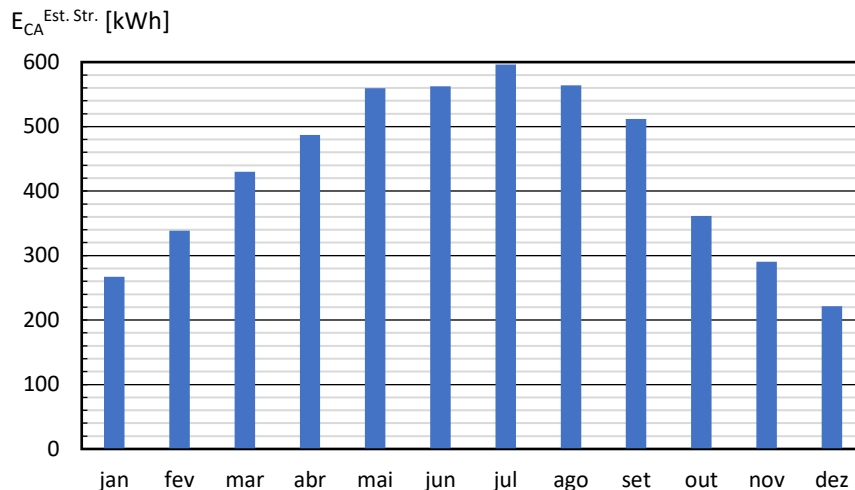


Figura 78 - Estimativas de produção mensais das strings A e F (PVSyst).

Relativamente a estas *strings* foram também determinados pelo *software* diversos fatores de desempenho, tal como calculados pelo *software* SAM. Estes resultados estão apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Fatores de desempenho estimados das strings A e F (PVSyst).

	Valor
Produção Anual [kWh]	5189
Fator de Capacidade [%]	18,0
Produtividade [kWh/kWp]	1577
Rácio de Desempenho [%]	87

Relativamente à *string* B encontra-se na Figura 79 os valores das estimativas de produção mensais determinadas pelo *software*. Do mesmo modo, apresentam-se na Tabela 19 os valores dos fatores de desempenho desta *string*.

Tabela 19 - Fatores de desempenho estimados da string B (PVSyst).

	Valor
Produção Anual [kWh]	4838
Fator de Capacidade [%]	18,0
Produtividade [kWh/kWp]	1584
Rácio de Desempenho [%]	87

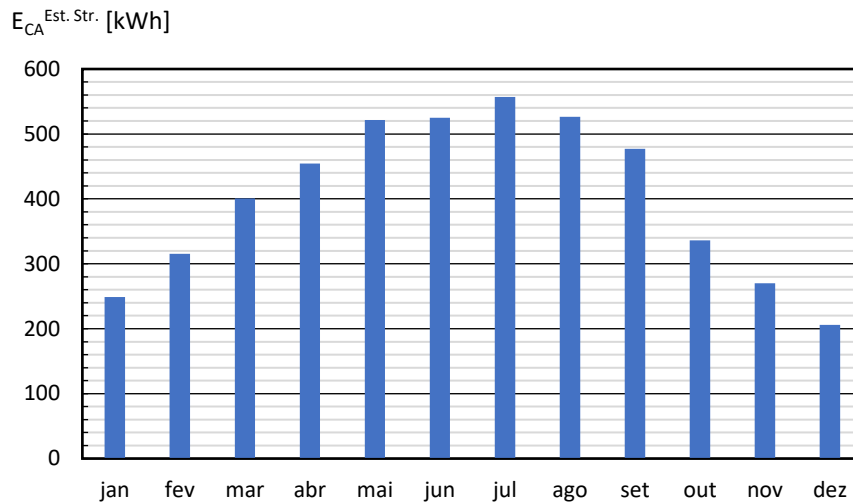


Figura 79 - Estimativas de produção mensais da string B (PVSyst).

No que diz respeito, às strings C, D e E apresenta-se na Figura 80 os valores das estimativas de produção mensais, assim como, na Tabela 20 são apresentados os fatores de desempenho das mesmas *strings*. No presente caso, foram unicamente realizadas simulações relativamente à utilização de módulos do modelo Open 235 PC60, este facto deveu-se à conclusão já alcançada pela simulação anterior, que as diferenças entre a utilização dos dois modelos não eram muito significativas, sendo por isso realizada apenas uma simulação considerando um tipo de módulos FV.

Nesta simulação, tal como na realizada pelo *software* SAM, foi verificado que o inversor em causa seria insuficiente para a potência instalada nestas *strings*, sendo por isso também aconselhável uma diminuição do número de módulos por *string*.

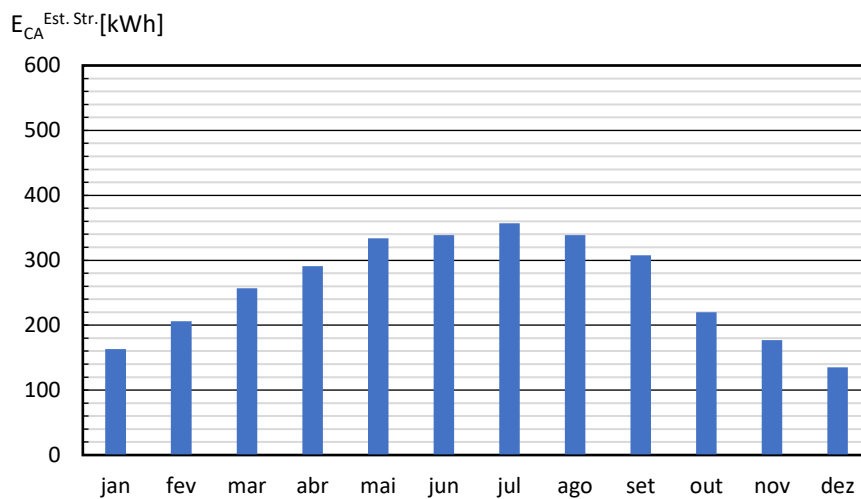


Figura 80 - Estimativas de produção mensais das strings C, D e E (PVSyst).

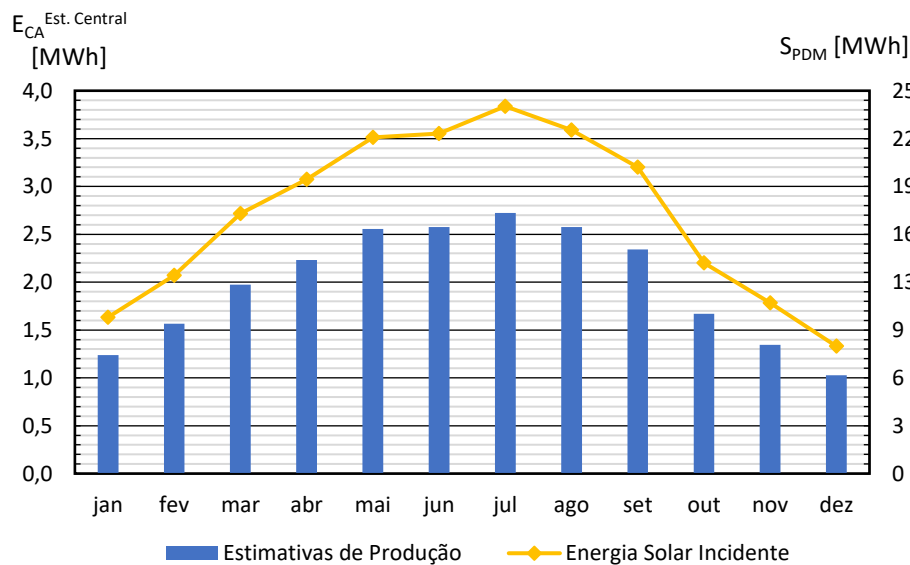
Tabela 20 - Fatores de desempenho estimados das strings C, D e E (PVSyst).

	Valor
Produção Anual [kWh]	3124
Fator de Capacidade (CF) [%]	16,9
Produtividade (Y) [kWh/kWp]	1477
Rácio de Desempenho (PR) [%]	82

Por último, no que diz respeito à estimativa da produção total da central, apresenta-se na Figura 81 os valores das produções médias mensais, tendo-se estimado uma produção anual de 23,82 MWh. No mesmo gráfico apresenta-se no eixo secundário da direita os valores da energia solar incidente no plano dos módulos (S_{PDM}), para a área total da central. Na Tabela 21 apresentam-se os fatores de desempenho do conjunto global da central.

Tabela 21 - Fatores de desempenho estimados da central (PVSyst).

	Valor
Produção Anual [MWh]	23,82
Fator de Capacidade (CF) [%]	17,0
Produtividade (Y) [kWh/kWp]	1486
Rácio de Desempenho (PR) [%]	79,4

**Figura 81 - Estimativas da produção mensal da central FV (PVSyst).**

Tal como realizado para o caso da simulação SAM, ao analisar-se o rácio entre o valor da produção anual de energia ($E_{CA}^{Est. Central}$), 23,82 MWh, e a quantidade de energia solar anual incidente no plano dos módulos (S_{PDM}), 203,16 MWh, verifica-se que se obtém um valor de 11,7% o que mais uma vez é próximo do valor da eficiência dos módulos, e na qual a diferenças entre ambos são semelhantes às anteriormente explanadas para o caso da simulação SAM (Subcapítulo 4.2)

Recorrendo às capacidades de análise paramétrica do *software* foi possível determinar qual o ângulo de inclinação dos painéis que maximizaria a produção da central fotovoltaica, após esta análise que é possível observar na Figura 82, conclui-se que o ângulo de inclinação que promoveria a geração máxima de energia teria o valor de $31,5^\circ$, que é muito próximo do valor existente.

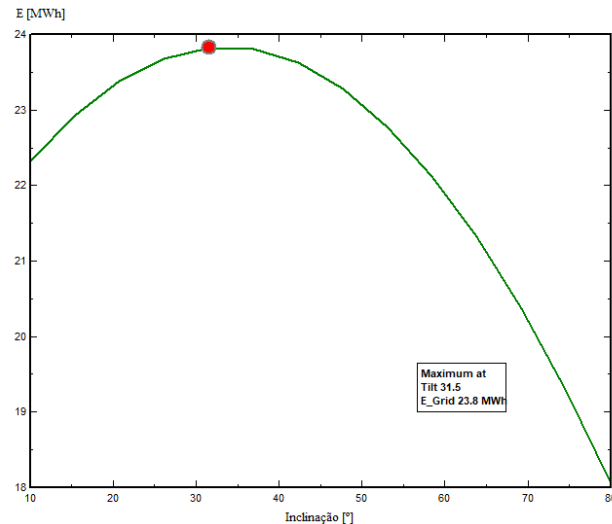


Figura 82 - Análise paramétrica ao ângulo de inclinação dos painéis (PVsyst).

Do mesmo modo, e recorrendo novamente às capacidades de análise paramétrica do *software* determinou-se qual seria o azimuth que potenciaria a produção máxima de eletricidade de toda a central tendo-se concluído, como é possível observar na Figura 83, que o ângulo azimuthal que produziria a potência máxima teria o valor de $3,3^\circ$ (medidos desde o Norte), ou seja, um valor muito próximo dos 186° que são verificados nos módulos da central.

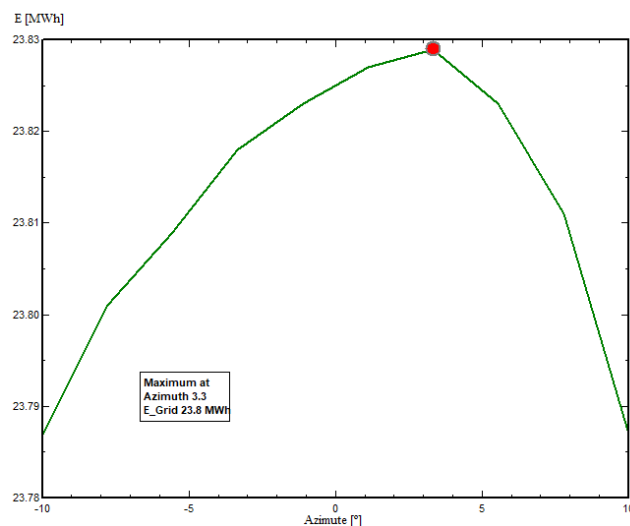


Figura 83 - Análise paramétrica ao ângulo azimuthal dos painéis (PVsyst).

4.8. Comparação das Produções Teóricas com as Reais

No presente subcapítulo fazer-se-á uma comparação entre os valores das duas estimativas teóricas realizadas, com os *softwares* SAM e PVSyst, e os valores reais filtrados dos dados de produção. Serão apresentados de seguida diversos gráficos com estes valores para cada uma das *strings* em causa, assim como, para toda a central. Serão também apresentadas tabelas com o valor do desvio percentual da estimativa teórica face aos valores filtrados. Para o cálculo deste desvio percentual foi usada a expressão (4.17):

$$D_{\%} = \frac{\text{Estimativa} - \text{Dados Reais Filtrados}}{\text{Estimativa}} \times 100\% \quad (4.17)$$

Quando os valores resultantes desta expressão são negativos, significa que os dados reais filtrados são superiores à estimativa teórica, o seu contrário significa que a estimativa foi superior aos dados reais.

Deste modo, apresenta-se na Figura 84 a comparação relativa à *string* C e na Tabela 22 o valor dos desvios de cada um dos *softwares*.

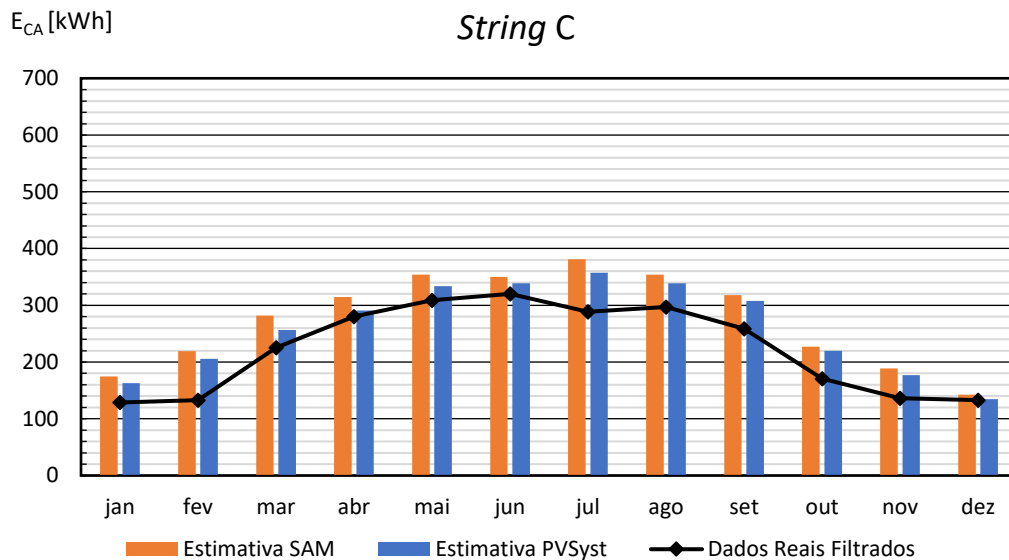


Figura 84 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (*string* C).

Tabela 22 - Tabela dos desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (*string* C).

String C	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$D_{\%}^{SAM}$	26,4	39,4	20,0	10,9	12,8	8,5	24,3	16,1	18,7	24,9	27,7	6,9
$D_{\%}^{PVSyst}$	21,0	35,4	12,2	3,7	7,5	5,6	19,2	12,3	16,0	22,4	22,9	1,5

Tal como podemos observar através do gráfico e da tabela acima, ambas as estimativas teóricas realizadas foram otimistas ao longo de todo o ano tendo sido sempre estimadas produções superiores às verificadas com base nos dados tratados. Sendo que, na análise global à produção anual, os valores da produção foram cerca de 18,9% e 14,2% superiores para as simulações SAM e PVSyst, respetivamente.

Para a *string* D apresenta-se na Figura 85 a comparação relativa a esta *string* e na Tabela 23 os respetivos desvios.

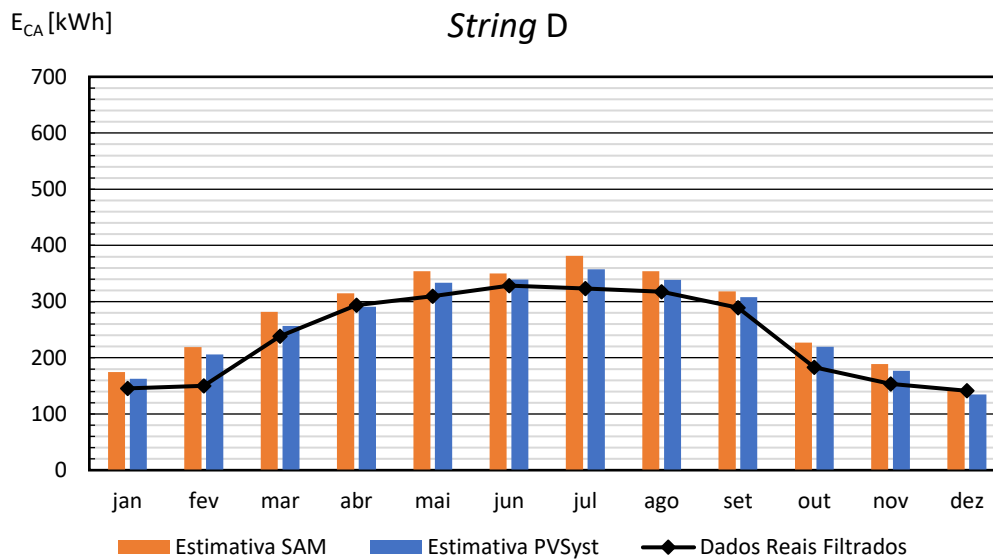


Figura 85 – Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string D).

Tabela 23 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string D).

String D	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$D_{\%}^{SAM}$	16,9	31,5	15,4	6,6	12,5	6,2	15,3	10,3	9,1	19,3	18,5	0,8
$D_{\%}^{PVSyst}$	10,8	27,0	7,2	-1,0	7,2	3,1	9,6	6,2	6,0	16,7	13,1	-4,9

As estimativas para a *string* D foram na sua maioria mais otimistas do que as produções verificadas, tendo apenas alguns meses apresentado estimativas inferiores. Na análise global à produção anual as estimativas anuais recorrendo ao *software* SAM ficaram 13,1% acima dos valores médios tratados, enquanto que as estimativas recorrendo ao *software* PVSyst ficaram apenas 8,0% acima.

Relativamente à *string* E, apresenta-se na Figura 86 o gráfico comparativo das estimativas e na Tabela 24 apresentam-se o valor numérico dos desvios das estimativas.

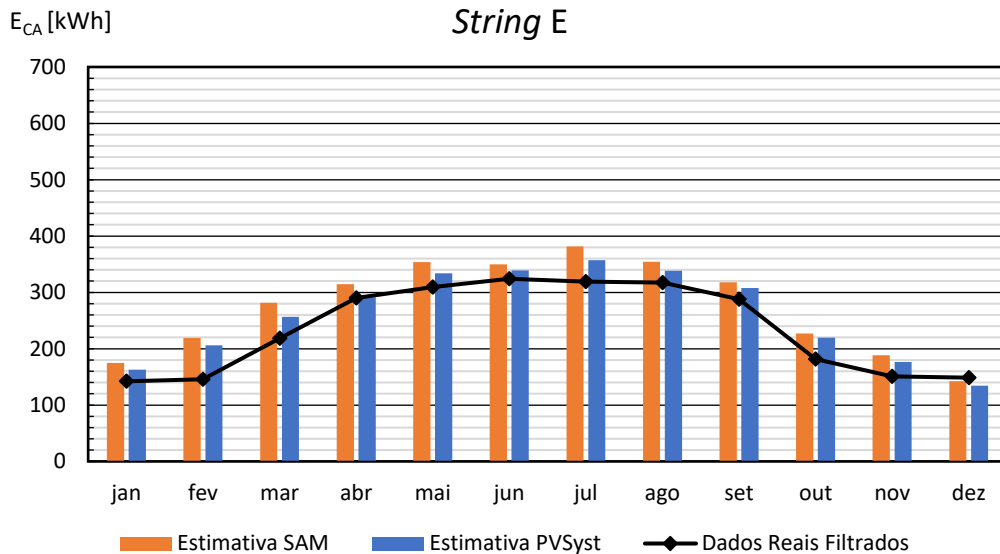


Figura 86 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string E).

Tabela 24 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string E).

String E	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$D_{\%}^{SAM}$	18,7	33,5	22,5	7,8	12,6	7,4	16,4	10,3	9,6	19,9	19,9	-4,3
$D_{\%}^{PVSyst}$	12,7	29,2	15,0	0,3	7,4	4,4	10,8	6,2	6,5	17,3	14,5	-10,3

O caso da *string E* é semelhante ao caso da *string* acima mencionada (*string D*), tendo neste caso a estimativa da produção anual para a simulação com o *software* SAM ficado 14,2% acima da produção anual média com base nos dados tratados. Este valor fixou-se nos 9,2% acima no caso da simulação recorrendo ao *software* PVSyst.

Tal como é possível observar o valor do desvio das estimativas de produção para o caso das *strings D* e *E* não foi tão significativo quanto o desvio da estimativa da *string C*. Esta diferença deveu-se muito provavelmente ao facto de as condições de simulação das 3 *strings* (módulos iguais do modelo Open 235 PC60) serem mais semelhantes às condições reais existentes na *string C*, ou seja, um maior número de módulos do modelo usado na simulação, enquanto que as *strings D* e *E* apresentavam mais módulos do modelo de maior potência (Open 240 PQ60). Este facto de estas duas últimas *strings* apresentarem um número maior de módulos de maior potência terá levado a uma maior distorção dos dados fazendo com que os desvios das estimativas fossem menores.

Relativamente à *string A*, apresenta-se na Figura 87 a comparação das estimativas de produção face aos dados reais tratados e na Tabela 25 o valor destes desvios.

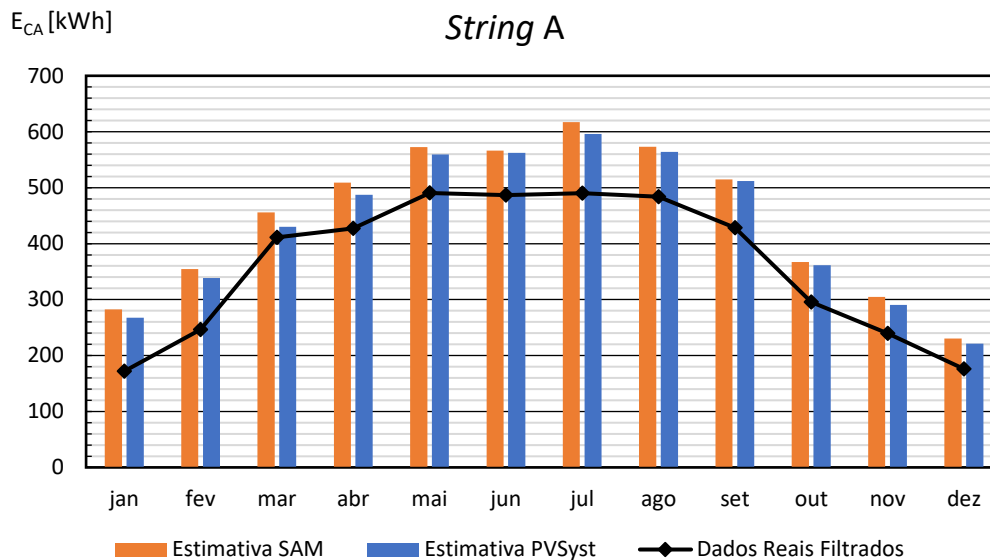


Figura 87 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string A).

Tabela 25 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string A).

String A	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$D_{\%}^{SAM}$	39,2	30,4	9,7	16,1	14,4	14,1	20,5	15,6	16,8	19,5	21,4	23,6
$D_{\%}^{PVSyst}$	35,7	27,2	4,3	12,3	12,3	13,5	17,7	14,2	16,3	18,2	17,5	20,5

No caso da *string A* as estimativas foram, mais uma vez, sempre superiores às produções médias mensais dos dados tratados. Tendo-se registado na análise global anual que as estimativas teóricas de produção, para o caso da simulação recorrendo ao *software* SAM, foram 18,7% acima da produção média anual e que no caso da simulação com o *software* PVSyst foram de 16,2% acima.

Relativamente à *string B* encontra-se representado na Figura 88 a comparação entre as simulações realizadas e a produção média mensal com base nos dados tratados. Na Tabela 26 apresentam-se os respetivos desvios.

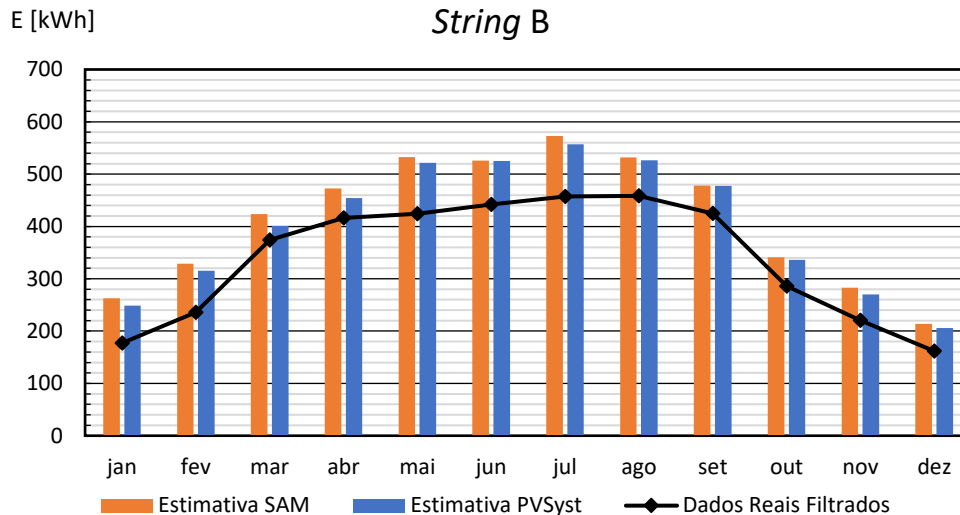


Figura 88 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string B).

Tabela 26 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (string B).

String B	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$D_{\%}^{SAM}$	32,6	28,3	11,7	12,0	20,2	15,9	20,2	13,9	11,1	16,2	22,2	24,3
$D_{\%}^{PVSyst}$	28,9	25,2	6,7	8,4	18,6	15,8	17,9	12,9	11,0	15,0	18,3	21,4

Na *string B* foi verificada uma estimativa da produção média anual de cerca de 17,9% acima da verificada com base nos dados tratados para o caso da simulação SAM e de 15,7% superior no caso da simulação PVSyst.

Por último, no que diz respeito à *string F* apresenta-se na Figura 89 a comparação entre as simulações e na Tabela 27 os desvios verificados.

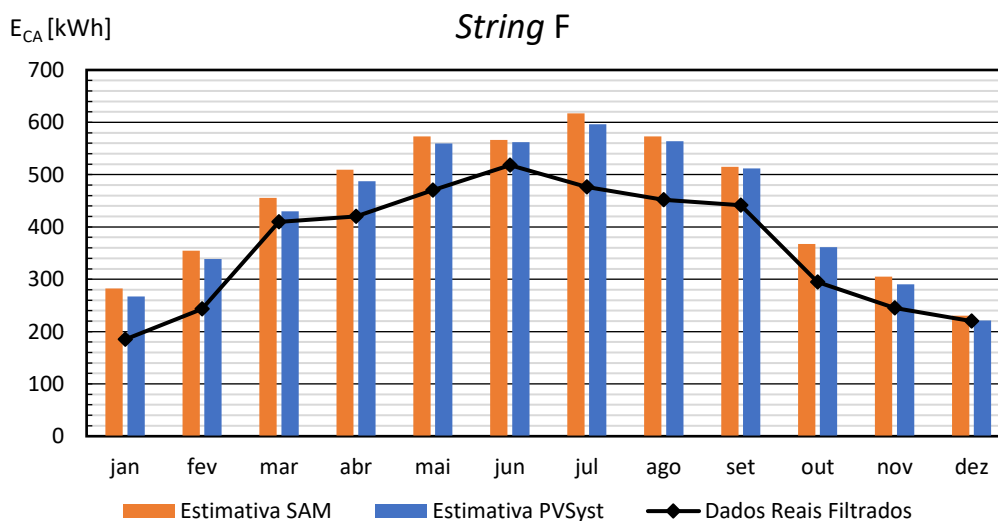


Figura 89 - Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (string F).

Na análise global da produção anual da *string* verificou-se que na estimativa recorrendo *software* SAM a produção média anual foi cerca de 18,2% acima da verificada com base nos dados tratados e que a estimativa recorrendo ao *software* PVSyst foi 15,7% acima do verificado.

Tabela 27 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (*string F*).

String F	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$D_{\%}^{SAM}$	34,6	31,4	10,2	17,5	17,9	8,5	22,8	21,1	14,2	19,8	19,7	4,5
$D_{\%}^{PVSyst}$	30,8	28,2	4,8	13,8	15,9	7,9	20,1	19,8	13,7	18,5	15,6	0,6

Compilando todos estes dados das estimativas e das produções, obteve-se na Figura 90 a comparação entre as simulações e as produções para o caso global de toda a central e na Tabela 28 obtiveram-se os desvios entre as simulações e produções mensais.

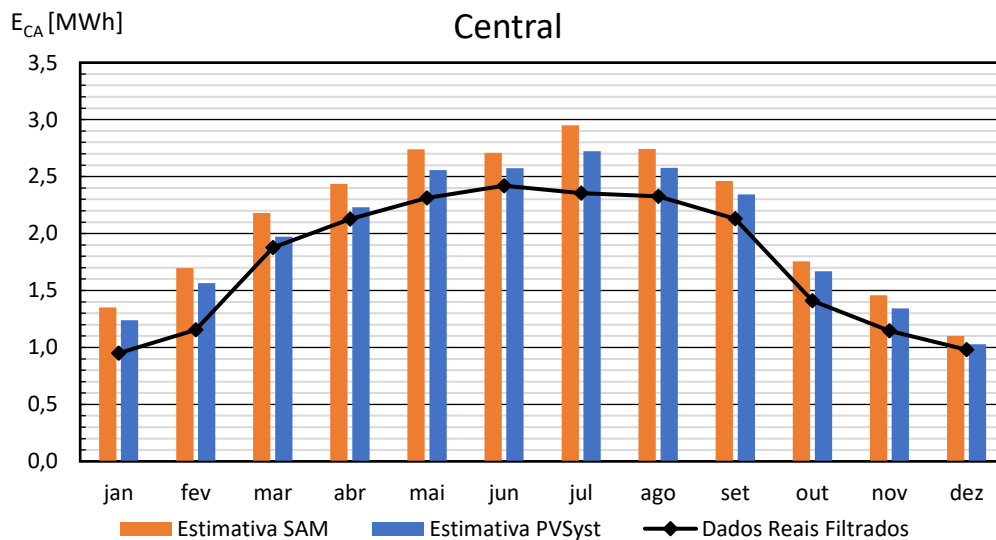


Figura 90 – Comparação das estimativas teóricas com os dados reais (central).

Evidentemente, na avaliação à central o que se obtém é uma ponderação média de todos os valores obtidos em cada uma das *strings*. Tendo-se registado no conjunto de toda a central uma produção média anual estimada pela simulação SAM de cerca de 17,2% acima do registado com base nos dados filtrados e uma produção média anual estimada pela simulação PVSyst de cerca de 11,0% superior. As diferenças entre as duas simulações podem dever-se ao facto de os modelos de cálculo do *software* PVSyst serem mais robustos e precisos.

Tabela 28 - Desvios das estimativas de cada simulação face aos valores reais (central).

Central	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
$D_{\%}^{SAM}$	29,8	31,9	13,9	12,6	15,6	10,7	20,2	15,1	13,5	19,6	21,5	11,0
$D_{\%}^{PVSyst}$	23,3	26,3	4,9	4,6	9,5	6,0	13,5	9,7	9,1	15,5	14,7	4,6

4.9. Comparação dos Fatores de Desempenho

Nas tabelas 29 a 32, que se apresentam de seguida, estão representados os fatores de desempenho obtidos através dos dados reais em cada uma das *strings* e da central, assim como os fatores de desempenho obtidos através das estimativas realizadas em cada um dos *softwares* (SAM e PVSyst).

Como podemos observar em cada um dos casos, as estimativas determinaram sempre fatores de desempenho superiores aos fatores realmente verificados em cada uma das *strings*, sendo as diferenças particularmente evidentes quando se compararam os rácios de desempenho (PR).

Neste fator, observaram-se diferenças até 20 pontos percentuais entre os rácios estimados e os rácios reais obtidos, estas diferenças podem indicar que as perdas reais verificadas em cada uma das *strings* (ohmicas, térmicas, etc.) são superiores às estabelecidas em cada uma das estimativas realizadas.

Relativamente, à produtividade (Y) verificou-se também que as estimativas previram uma maior quantidade de energia gerada em kWh por cada kWp de potência instalada, evidenciando mais uma vez que as perdas reais são superiores às perdas estabelecidas em cada um dos *softwares*. Evidentemente, em termos de avaliação do fator de capacidade este também apresentou valores menores para os casos reais do que para as situações simuladas, devido ao facto de serem unicamente dependentes de Y.

Tabela 29 – Comparação entre os fatores de desempenho reais e os obtidos pelas estimativas (*strings* C, D e E).

	Dados Reais			Estimativas	
	<i>String</i> C	<i>String</i> D	<i>String</i> E	SAM	PVSyst
Produção Anual [kWh]	2 680	2 870	2 840	3 306	3 124
Fator de Capacidade (CF) [%]	14,4	15,4	15,2	17,8	16,9
Produtividade (Y) [kWh/kW]	1 258	1344	1 330	1 562	1 477
Rácio de Desempenho (PR) [%]	67,5	72,4	71,4	86	82

No caso das *strings* D e E, as diferenças entre os fatores de desempenho estimados e reais não foram tão acentuadas quando comparadas com as diferenças verificadas na *string* C, pois no caso das *strings* D e E existe um maior número de módulos de maior capacidade (Open 240 PQ60), afastando-se ainda mais estas *strings* das condições simuladas, onde foram apenas considerados módulos dos modelos Open 235 PC60.

Este afastamento das condições simuladas resulta erroneamente numa aparente melhoria do seu funcionamento, não correspondendo assim, a uma situação verdadeira. Sendo apenas uma consequência da não existência de condições ideais de simulação.

Tabela 30 - Comparação entre os fatores de desempenho reais e os obtidos pelas estimativas (strings A e F).

		Dados Reais		Estimativas	
		String A	String F	SAM	PVSyst
Produção Anual	[kWh]	4 350	4 380	5 348	5 189
Fator de Capacidade (CF)	[%]	15,1	15,2	18,5	18,0
Produtividade (Y)	[kWh/kW]	1 322	1 331	1 625	1 577
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	69,9	70,4	89	87

Tabela 31 - Comparação entre os fatores de desempenho reais e os obtidos pelas estimativas (strings B).

		Dados Reais		Estimativas	
		String B		SAM	PVSyst
Produção Anual	[kWh]	4 080		4 967	4 838
Fator de Capacidade (CF)	[%]	15,2		18,6	18,0
Produtividade (Y)	[kWh/kW]	1 335		1 625	1 584
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	70,6		89	87

Tabela 32 - Comparação entre os fatores de desempenho reais e os obtidos pelas estimativas (central).

		Dados Reais		Estimativas	
		Central		SAM	PVSyst
Produção Anual	[MWh]	21,19		25,58	23,82
Fator de Capacidade (CF)	[%]	15,1		18,2	17,0
Produtividade (Y)	[kWh/kW]	1 321		1595	1486
Rácio de Desempenho (PR)	[%]	70,6		85,3	79,4

5. Medidas de Otimização

No que diz respeito a características geométricas de montagem, como orientação e inclinação dos módulos, foi observado através das diversas análises paramétricas realizadas nos *softwares* SAM e PVSyst que as características existentes se aproximam significativamente das condições ideais. De facto, através da análise conclui-se que o ângulo de inclinação ótimo, que potenciará a geração de uma maior quantidade de eletricidade, seria de 31,5°, de acordo com o PVSyst tendo-se verificado um valor semelhante para o *software* SAM. Relativamente, ao ângulo azimutal conclui-se mais uma vez que este se aproximava muito significativamente das condições ideais, tendo-se obtido um ângulo azimutal ótimo de acordo com o PVSyst de 183,3° (medido a partir de Norte).

Estes valores aproximam-se muito das condições reais existentes, que apresentam um ângulo de inclinação de cerca de 30° e um ângulo azimutal de 186°. A alteração destes parâmetros para os seus valores ótimos, apenas potenciará um ganho (δ) relativamente ao valor existente de 0,03% para o caso da alteração do ângulo azimutal e de 0,08% para o caso da alteração do ângulo de inclinação. Deste modo, conclui-se que estas alterações não apresentariam um ganho significativo que justificasse a sua alteração. Estes valores percentuais foram determinados através da expressão (5.18):

$$\delta = \frac{|valor\ ótimo - valor\ simulado|}{valor\ simulado} \times 100\% \quad (5.18)$$

Existem, no entanto, outras medidas que podem ser tomadas de modo a melhorar a performance da central, tais como a reorganização dos módulos fotovoltaicos existentes, a substituição dos módulos de menor capacidade por módulos do modelo Open 240 PQ60 (de maior capacidade) e vice-versa, a programação de ações de limpeza e também calendarização das paragens (devidas a experiências e testes em curso).

• Reorganização dos Módulos

Relativamente à reorganização dos módulos existentes, o ideal seria optar pela existência do mesmo tipo de módulos em cada uma das *strings*. Este procedimento levaria a que questões relacionadas com incompatibilidades entre os módulos fossem significativamente reduzidas, assim como, maior facilidade na localização do MPP (ponto de máxima potência) da *string*. De entre as opções existentes poder-se-ia optar por reorganizar as *strings* C, D e E, transformando estas *strings* noutras 3, na qual uma das *strings* seria constituída por 11 módulos do modelo Open 240 PQ60 e as outras duas seriam constituídas por 8 módulos cada, do modelo 235 PC60.

Esta transformação exigiria, no entanto, a alteração do inversor associado à nova *string* formada pelos 11 módulos do modelo Open 240 PQ60, pois esta associação de módulos geraria uma diferença de potencial (Voc) superior à diferença de potencial máxima suportada por este tipo de inversores. Este fator poderia funcionar como condicionante do sistema em termos produtivos, passando o inversor a funcionar como um fator limitante da produção total de eletricidade. Assim sendo, para um correto funcionamento do sistema dever-se-ia substituir o inversor SMA SunnyBoy 1700 por um inversor de maior capacidade, como o inversor SMA SunnyBoy 3000HF.

Evidentemente esta reorganização envolveria custos acrescidos, pois implicaria a substituição de um inversor existente por outro de maior capacidade.

Deste modo, ao optar-se por esta alteração seria esperada uma produção anual de 25,87MWh para o caso da simulação SAM e uma produção de 24,09 MWh para o caso da simulação com o software PVSyst. Estes novos valores de produção anual são muito pouco

superiores face aos valores das respetivas simulações anteriores, tendo sido este aumento de 0,88% no caso da simulação SAM e de 1,11% no caso da simulação PVSyst. Na Figura 91 e da Figura 92 apresentam-se respetivamente, a produção mensal estimada para cada uma das simulações SAM e PVSyst, tendo em conta este novo tipo de configuração.

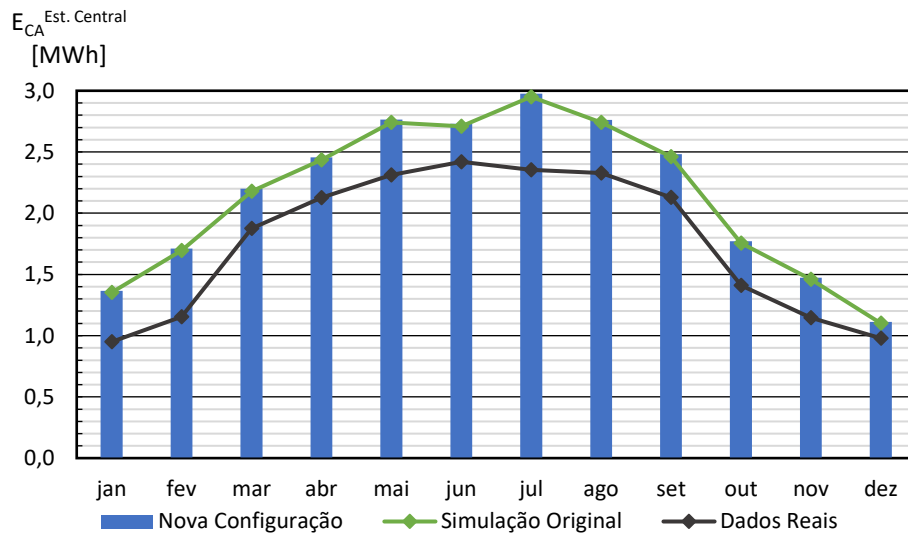


Figura 91 - Produção da central nova configuração e configuração anterior (SAM).

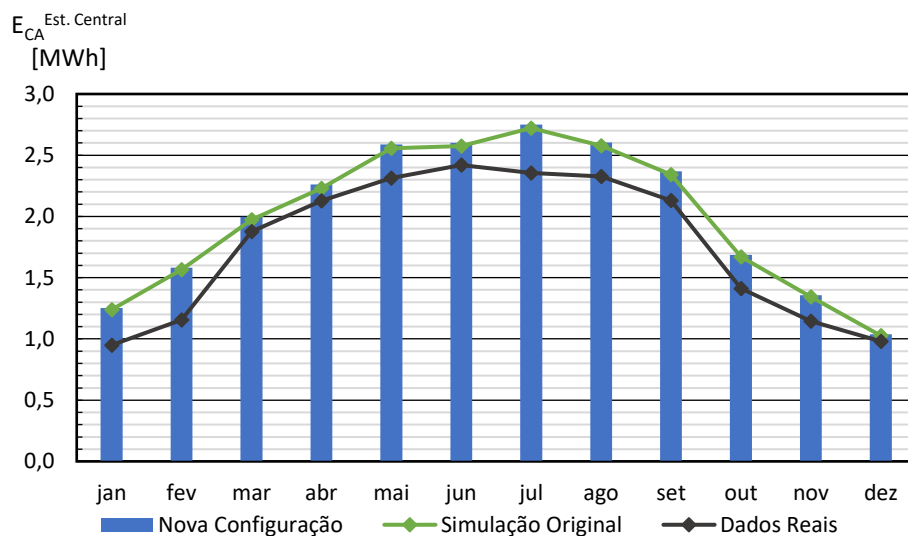


Figura 92 - Produção da central nova configuração e configuração anterior (PVSyst).

• Substituição e Reorganização dos Módulos

Em termos de uniformização dos módulos existentes na central, existem duas opções viáveis, sendo estas: (1) substituição dos módulos de menor capacidade (Open 235 PC60) por módulos de maior capacidade (Open 240 PQ60) e (2) substituição dos módulos em menor quantidade (Open 240 PQ60) pelos módulos existentes em maior quantidade (Open 235 PC60).

Nestas substituições ter-se-ia o seguinte arranjo, tendo em vista o aproveitamento dos inversores existentes:

- Opção (1): 3 *strings* de 15 módulos cada ligadas aos inversores de maior capacidade e outras 3 *strings* de 8 módulos cada ligadas por sua vez aos inversores de menor capacidade.

- Opção (2): semelhante à situação (1), mas com módulos do modelo Open 235 PC60.

A reorganização escolhida tem em conta os limites de cada inversor, que no caso dos de menor capacidade (SunnyBoy 1700), estes já estavam ultrapassados por um número excessivo de módulos nas respetivas *strings*.

Evidentemente, antes de cada uma destas alterações deverá ser feito um estudo da viabilidade económica das alterações em causa, ou seja, deve ser garantido que o custo do investimento é facilmente amortizado pelo ganho de energia consequente da alteração.

Na opção (1) o ganho decorrente da alteração será expectavelmente maior, pois não só se substituem módulos de menor capacidade por módulos de maior capacidade como também se reduzem os problemas de incompatibilidade dos módulos, no entanto, o custo em causa nesta alteração será maior, pois implicará a substituição de 84% dos módulos existentes.

Relativamente à opção (2) esta opção será significativamente mais barata pois substituem-se apenas 16% dos módulos, no entanto existe apenas o ganho da redução dos problemas devidos a incompatibilidades existentes nas *strings* C, D e E.

Na Figura 93 e na Figura 94 encontram-se, respetivamente, os gráficos da simulação SAM e da simulação PVSyst. Nestes gráficos são apresentadas as produções mensais obtidas através de cada uma das configurações acima mencionadas, assim como, os valores da simulação original e dos dados reais da central.

Na simulação SAM obteve-se uma produção anual para a opção (1) de 26,58 MWh, correspondendo a um aumento de 3,9% face ao valor da produção anual obtida na simulação original (25,58 MWh) e para a opção (2) de 25,96 MWh, que corresponde a um aumento de 1,5% face aos 25,58 MWh.

Na simulação PVSyst obteve-se uma produção anual para a opção (1) de 24,64 MWh, correspondendo a um aumento de 3,4% face ao anteriormente simulado (23,82 MWh) e no caso da opção (2) de 24,33 MWh, que corresponde a um aumento de 2,1% face aos 23,82 MWh.

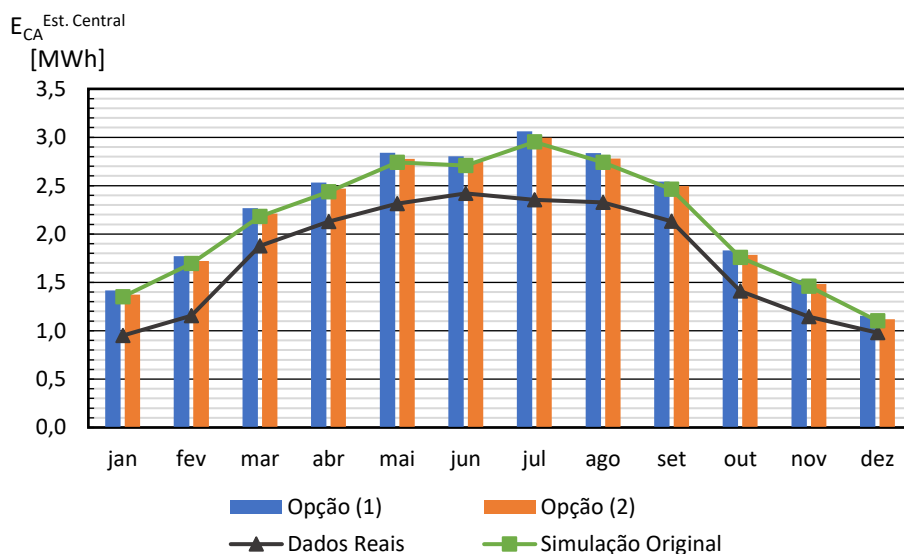


Figura 93 - Estimativas de produção da central após a uniformização (SAM).

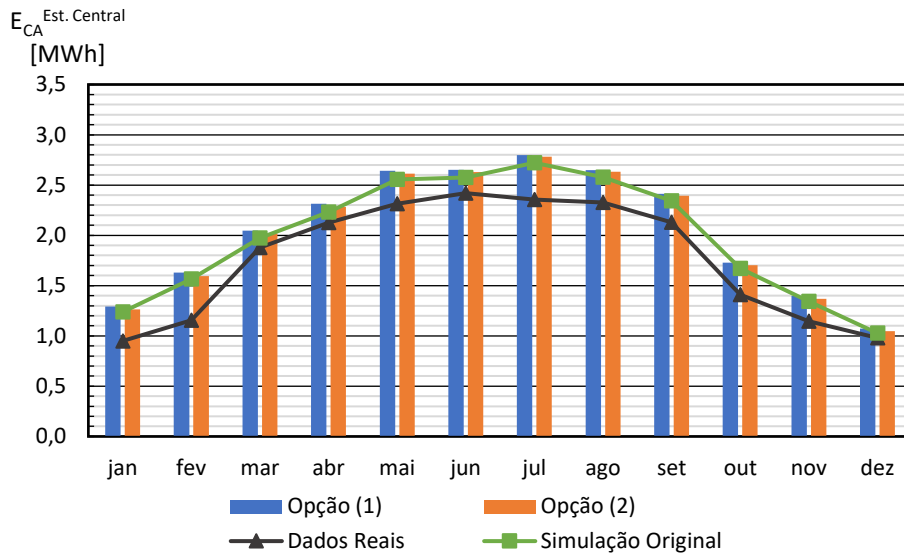


Figura 94 - Estimativas de produção da central após a uniformização (PV Syst).

• Ações de Limpeza

No que diz respeito a medidas de limpeza dos módulos da central, foi verificado que para a central existente as ações de limpeza realizadas eram praticamente inexistentes, verificando-se acumulações de poeiras e resíduos. Os principais mecanismos de limpeza a que os módulos estavam sujeitos eram os efeitos provocados pela chuva durante os meses da primavera e de inverno.

Estas ações de manutenção são de facto de grande importância, pois estima-se, de acordo com um estudo da Universidade Kebangsaan (Malásia) e da Universidade Sohar (Omã), que a acumulação de sujidade durante um período consecutivo de 10 dias causa uma redução de 8% da transmissibilidade dos vidros dos módulos, afetando-se assim a eficiência dos mesmos (AHMED, et al., 2013).

Também de acordo com outro estudo realizado pela Universidade de Málaga estimou-se que a não realização de ações de limpeza durante um ano pode levar a perdas em termos de produção de energia de cerca de 4,4%, contudo a quantidade de perdas diárias pode atingir cerca de 20% se os períodos sem ocorrência de precipitação forem demasiado longos, como os períodos de verão (Zorrilla-Casanova, et al., 2011).

Deste modo, deverá por isso recorrer-se a ações regulares de limpeza, principalmente durante os períodos de menor pluviosidade de modo a reduzir as perdas causadas pela sujidade e pelas poeiras.

• Calendarização das Paragens

Tal como explanado no subcapítulo 3.5 e observado na Figura 58 cerca de 54% das paragens realizadas na central, por questões técnicas ou experimentais, ocorrem durante dos meses de maior produção maio a outubro. Por tanto, de um ponto de vista estritamente produtivo, poderia ter-se em consideração uma maior calendarização das ações a serem realizadas de modo a que estas se realizassem durante os meses de inverno, minimizando os efeitos causados por estas e maximizando a produção de toda a central. No entanto, segundo os técnicos da central estudada, uma ótima calendarização não pode ser implementada, dado que tipicamente se procuram os períodos de maior disponibilidade de radiação solar para fazer os testes necessários. Ou seja, a indisponibilidade e o seu planeamento não podem estar orientados à maximização da produção. Como existe a necessidade de ter os painéis operacionais para testar inversores, têm de se interromper o seu funcionamento habitualmente nos períodos de maior radiação solar.

6. Conclusões

Em suma, após o estudo realizado no presente trabalho conclui-se que a central fotovoltaica instalada na cobertura do edifício do INESC TEC não se apresenta nas suas condições ótimas de funcionamento, sendo por isso necessário realizar algumas medidas para a otimização da mesma.

No trabalho realizado procurou-se primeiramente analisar e tratar os dados produtivos da central, de modo a que estes fossem os mais representativos possíveis das suas condições efetivas de funcionamento e que expressassem a produção média real da mesma. Esta necessidade de tratamento dos dados deveu-se ao carácter experimental e de estudo a que a central se destina.

Deste modo, a partir deste tratamento de dados foi possível a comparação destes com uma série de estimativas teóricas subsequentemente realizadas, através de *softwares* adequados como os programas SAM e PVSyst. Estas simulações teóricas procuraram estimar os valores das produções mensais e anuais, assim como, a determinação de uma série de fatores de desempenho que caracterizam a central.

Após a realização destas estimativas e da sua comparação com os valores reais, verificou-se que as produções estimadas foram superiores às produções médias com base nos dados tratados, assim como, os fatores de desempenho. Tendo-se obtido um valor de produção anual da central de 25,58 MWh através do *software* SAM e de 23,82 MWh através do *software* PVSyst, sendo o desvio face aos dados reais (21,19 MWh) de 17,2% e 11,0%, respetivamente.

Relativamente aos fatores de desempenho da central, observou-se que o PR foi de 85,2% para a simulação SAM e de 79,4% para a simulação PVSyst, sendo os valores em ambos os casos superiores ao alcançado na situação real de 70,6%. O mesmo foi verificado no CF onde se obteve o valor de 18,2% e 17,0% para as simulações SAM e PVSyst, respetivamente, valores esses que são superiores ao 15,1% obtido situação real.

Na comparação realizada entre as características da central e as análises efetuadas nas estimativas teóricas realizadas, conclui-se que em termos de características geométricas de montagem, como o ângulo de inclinação e o ângulo azimutal, a central encontra-se numa situação muito próxima das condições ótimas de funcionamento, não sendo por isso necessário proceder-se a qualquer alteração.

No que diz respeito a medidas que devem ser tomadas para aumentar as produções efetivas da central e a melhorar os seus fatores de desempenho, destacam-se a reorganização dos módulos existentes ou a substituição e uniformização dos mesmos. Quanto à reorganização dos módulos esta será a uma medida que busca diminuir os problemas relacionados com as incompatibilidades entre os módulos, verificadas nas *strings* que apresentam dois tipos de módulos distintos. A substituição e uniformização dos módulos procura também diminuir os problemas relacionados com as incompatibilidades, ao mesmo tempo que procura aumentar as produções efetivas.

Outra medida que pode ser tomada para um aumento da performance da central é a realização frequente de ações de limpeza dos módulos fotovoltaicos de modo a permitir uma maior eficiência dos mesmos. Podem ainda ser calendarizadas as paragens técnicas e experimentais de modo a que estas ocorram na sua maioria nos períodos de menor produção, como os meses de inverno, no entanto esta medida prioriza fatores de produtividade e não o carácter experimental da instalação, podendo por isso não ser exequível.

6.1. Trabalhos Futuros

Relativamente a trabalhos futuros, poderão ser estudadas com maior profundidade as perdas ohmicas, térmicas e de incompatibilidades, de modo a ter um maior conhecimento destas perdas e a procurar medidas com vista à sua redução.

Deverão ainda ser realizadas análises financeiras e económicas às medidas otimização acima mencionadas, de modo a verificar a sua viabilidade económica e o seu retorno no longo prazo.

Por último, será realizado um novo artigo científico onde serão comparadas as duas simulações realizadas com os *softwares* SAM e PVSyst, e comparados os respetivos fatores de desempenho obtidos.

Referências

AHMED, Z., A. KAZEM, H. & SOPIAN, K., 2013. *Effect of Dust on Photovoltaic Performance: Review and Research Status*. Grécia, WSEAS Press, pp. 193-199.

Al-Addous, M. et al., 2017. Performance analysis of off-grid PV systems in the Jordan Valley. *Renewable Energy*, Volume 113, pp. 930-941.

Badawy, W. A., 2015. A review on solar cells from Si-single crystals to porous materials and quantum dots. *Journal of Advanced Research*, Volume 6, pp. 123-132.

Ballal, . R., P., S., Sagar, L. & Kumar, . G., 2015. Effect of Shading on the Performance of Solar PV. *Energy and Power*, Volume 5(1A), pp. 1-4.

Birane, M., Larbes, C. & Cheknane, A., 2017. Comparative study and performance evaluation of central and distributed topologies of photovoltaic system. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 42, pp. 8703-8711.

Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M. & Gomis-Bellmunt, O., 2016. Topologies for large scale photovoltaic power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 59, pp. 309-319.

Danandeh, M. & Mousavi , S. G., 2018. Comparative and comprehensive review of maximum power point tracking methods for PV cells. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, pp. 2743-2767.

DGEG, 2017. *Renováveis - Estatísticas Rápidas* , Lisboa: República Portuguesa.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2015. *Photovoltaics Report*, Alemanha: s.n.

Gangopadhyay, U., Jana, S. & Das, S., 2013. *State of Art of Solar Photovoltaic Technology*. India, Hindawi Publishing Corporation.

Google Maps, s.d. Google. [Online]
Available at: <https://www.google.pt/maps/@41.1789706,-8.5950234,49a,35y,340.23h,58.07t/data=!3m1!1e3?hl=pt-PT>
[Acedido em 14 Mar. 2018].

Gouveia, C. et al., 2016. Experimental validation of smart distribution grids: Development of a microgrid and electric mobility laboratory. *Electrical Power and Energy Systems*, Volume 78, pp. 765-775.

Jäger, K. et al., 2014. *Solar Energy: Fundamentals, Technology, and Systems*. Delft: Delft University of Technology.

Kymakis, E., Kalykakis, S. & M. , T., 2009. Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management*, Volume 50, pp. 433-438.

Lusa, A., 2017. Governo autoriza novas 14 centrais solares fotovoltaicas num investimento de 381 milhões de euros. *Jornal Observador*, Issue Energia.

Maehlum, M. A., 2013. *Grid-Tied, Off-Grid and Hybrid Solar Systems*. [Online]
Available at: <http://energyinformative.org/grid-tied-off-grid-and-hybrid-solar-systems/>
[Acedido em 26 Feb. 2018].

National Instruments, 2012. *Part II – Photovoltaic Cell I-V Characterization Theory and LabVIEW Analysis Code*. [Online]
Available at: <http://www.ni.com/white-paper/7230/en/#top>
[Acedido em 2018 Mar. 6].

NREL, 2018. *SAM Manual*, s.l.: Version 2017.9.5.

Palmero-Marrero, A., Matos, J. C. & C., A., 2015. Comparison of software prediction and measured performance of a grid-connected photovoltaic power plant. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, Volume 7.

Płaczek-Popko, E., 2017. Top PV market solar cells 2016. *Opto-Electronics Review*, Volume 25, pp. 55-64.

REN21, 2017. *Renewables 2017: Global Status Report*, Paris: s.n.

Rfassbind, 2018. *Wikipedia*. [Online]
Available at: https://en.wikipedia.org/wiki/Photovoltaic_system
[Acedido em 26 Fev. 2018].

Sampaio, P. & González, M., 2017. Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 74, pp. 590-601.

Sharma, S., Jain, K. K. & Sharma, A., 2015. Solar Cells: In Research and Applications-A Review. *Materials Sciences and Applications*, Volume 6, pp. 1145-1155.

Shayestegan, M. et al., 2018. An overview on prospects of new generation single-phase transformerless inverters for grid-connected photovoltaic (PV) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 82, pp. 515-530.

SMA Solar Technology AG, 2016. *Performance Ratio - Factor de qualidade para o sistema fotovoltaico*, s.l.: s.n.

Sustainia, s.d. *Efficient, Flexible, Thin-Film Solar Cells*. [Online]
Available at: <http://solutions.sustainia.me/solutions/efficient-flexible-thin-film-solar-cells/>
[Acedido em 23 Fev. 2018].

Trace Engineering Company, I., 2000. *A Review of Inverter Design and Topologies*, Arlington, EUA: s.n.

USA Department of Energy, 1982. *Basic Photovoltaic Principles and Methods*. USA: U.S. Government Printing Office.

Yilmaz, S. & Dincer, F., 2017. Impact of inverter capacity on the performance in large-scale photovoltaic power plants – A case study for Gainesville, Florida. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 79, pp. 15-23.

Zorrilla-Casanova, J., Piliouline, M., Carretero, J. & Bernaola, P., 2011. *Analysis of dust losses in photovoltaic modules*. Suécia, World Renewable Energy Congress.

Anexo A - Tabelas Anexas

Tabela A 1 - Resumo com as características dos vários tipos de células.

Tipo de células	1ª Geração		2ª Geração			3ª Geração			
	m-Si	p-Si	a-Si	CdTe	CIGS	Nano-cristalinas	Orgânicas	Dye-sensitized	Concentradas
Eficiência	20% - 25%	16% - 20%	4% - 8%	9% - 11%	10% - 12%	≈10%	3% - 10%	7% - 11%	≈40%
Comportamento a altas temperaturas	Não eficaz a altas temperaturas	Não eficaz a altas temperaturas	Eficaz numa grande gama de temperaturas	Eficaz numa grande gama de temperaturas	Eficaz numa grande gama de temperaturas	Estabilidade térmica	Não eficaz a altas temperaturas	Não eficaz a altas temperaturas	Excelente estabilidade térmica
Dimensão e características físicas	Pequena dimensão comparando com eletricidade produzida	Pequena dimensão comparando com eletricidade produzida	Flexibilidade, durabilidade e leveza	Flexibilidade, durabilidade e leveza	Flexibilidade, durabilidade e leveza	Flexibilidade, durabilidade e leveza	Flexibilidade, durabilidade e leveza	Flexibilidade, durabilidade e leveza	Grande espaço de instalação
Preço	Mais caras que as células p-Si	Mais caras que as células <i>thin film</i>	Mais baratas que as células de Si	Mais baratas que as células de Si	Mais baratas que as células de Si	Mais baratas que as células de Si	Mais baratas que as células de Si	Mais baratas que as células de Si	Mais baratas que as células de Si
Outros	Tecnologia mais antiga	Tecnologia mais economicamente viável	Grande área de instalação	Tóxicas devido ao Cd	Pode alcançar eficiências de 20%	Conversão de mais de 60% do espectro o solar	Semi-transparência e um grande espaço de instalação	Grande área de instalação	Produção de calor

Tabela A 2 - Valores totais de produção mensal de cada ano em cada inversor.

Meses por Ano	Inversor 1 [kWh]	Inversor 2 [kWh]	Inversor 3 [kWh]	Inversor 4 [kWh]	Inversor 5 [kWh]	Inversor 6 [kWh]
Jan.	386	436	426	533	707	555
2014	86	99	97	149	136	159
2015	143	166	163	239	220	262
2016	0	0	0	128	118	133
2017	158	171	166	18	233	0
Fev.	399	450	437	740	943	730
2014	110	126	119	213	195	209
2015	141	161	158	278	255	274
2016	0	0	0	248	229	246
2017	148	163	160	0	264	0
Mar.	901	953	873	1234	1496	1228
2014	233	247	242	397	366	402
2015	255	268	202	440	400	425
2016	181	191	187	397	365	402
2017	232	246	241	0	365	0
Abr.	1143	1009	996	1708	1401	1427
2013	22	23	22	0	0	0
2014	241	252	249	396	364	403
2015	270	282	279	444	409	448
2016	277	104	103	459	153	167
2017	334	347	343	409	476	408
Mai.	1543	1239	1237	1987	1294	1434
2013	334	351	351	25	21	24
2014	348	360	356	562	516	565
2015	303	313	319	491	450	509
2016	266	0	0	432	0	0
2017	292	215	211	477	308	337
Jun.	1601	1642	1621	2433	2211	2142
2013	325	336	327	520	477	526
2014	309	320	317	496	456	509
2015	313	324	326	517	474	521
2016	334	329	325	386	332	70
2017	321	332	326	514	472	516
Jul.	1443	1616	1594	2174	2285	1635
2013	322	335	330	520	478	531
2014	327	339	335	526	482	536
2015	224	231	228	363	330	362
2016	360	370	366	553	507	0
2017	209	341	335	213	489	206
Ago.	976	1359	1588	1588	1960	1809
2013	266	275	272	433	396	435

2014	323	334	330	525	481	528
2015	302	313	309	493	452	491
2016	85	88	333	137	126	0
2017	0	348	343	0	506	353
Set.	938	1267	1438	1382	1861	1766
2013	243	292	269	401	423	432
2014	250	263	259	415	382	419
2015	283	285	290	468	429	418
2016	105	110	307	0	162	0
2017	58	318	313	97	466	496
Out.	818	875	863	1132	1369	972
2013	139	158	154	269	245	268
2014	169	184	186	315	292	321
2015	176	179	182	302	277	145
2016	198	211	205	0	329	0
2017	136	143	136	245	226	238
Nov.	545	563	604	719	817	735
2013	143	172	169	265	244	274
2014	94	109	107	168	155	176
2015	167	180	177	285	263	285
2016	141	102	151	0	156	0
Dez.	531	565	594	528	647	660
2013	121	142	141	184	169	225
2014	156	180	179	219	202	282
2015	87	96	95	125	116	152
2016	166	147	180	0	161	0
Total Geral	11224	11974	12273	16158	16994	15093

Tabela A 3 - Meses eliminados em cada inversor.

	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Inversor 4	Inversor 5	Inversor 6
2013	Abr.	Abr.	Abr.	Mai.	Mai.	Mai.
2014	-	-	-	-	-	-
2015	Ago./Set.	-	-	-	-	Out.
2016	-	Abr./Ago./ Set./Nov.	Abr.	Ago.	Abr./Ago/S et/Nov.	Abr./Jun./J ul.
2017	Set./Out.	Out.	Out.	Jan./Jul./Se t./Out.	Out.	Jul./Out.

Anexo B - Fichas Técnicas

Open 235-PC60

OPEN 2xx-PC60

Valor Seguro



Potência Real

- Módulo disponível em 225, 230, 235, 240 e 245 Watt de potência nominal
- Rigorosa tolerância de potência positiva com +5W
- O desempenho de cada módulo é testado em fábrica, com referência em módulo calibrado pela TÜV Rheinland. Todos os módulos são testados utilizando electroluminescência



Valor Seguro

- Excelente relação custo benefício de retorno do investimento
- A tradicional qualidade e durabilidade Open Renewables*
- Maior eficiência em tecnologia multicristalina



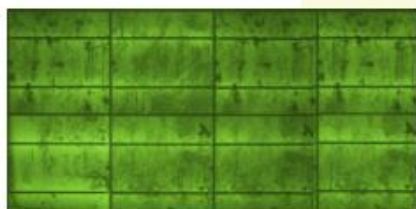
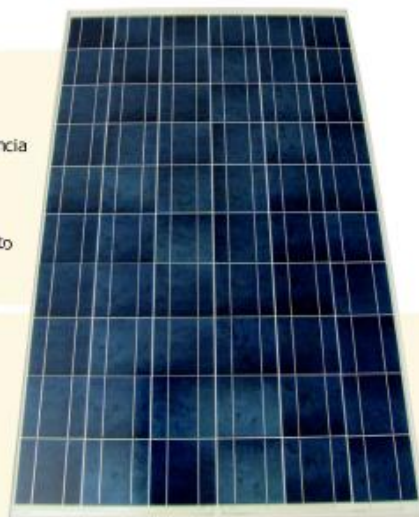
Potência Robusta

- Vidro de 4mm, oferece protecção adicional contra os elementos naturais
- Perfil de terceira geração, produzido em alumínio de alta qualidade resistente à torção e à corrosão



Experiência de Fabricação

- Fabricante de módulos desde 1994
- Células multicristalinas de alta qualidade, fabricadas nos EUA
- Construídos exclusivamente com materiais de excelência fabricados na Europa e EUA



Garantias

Dez anos materiais e defeitos de fabrico*

Garantia de 90% de potência nominal por dez anos*

Garantia de 80% de potência nominal por vinte e cinco anos*

* Aplicam-se as condições de garantia do fabricante

Certificados e Qualificações

Todos os produtos são certificados pela TÜV Rheinland na Alemanha

Os produtos Open Renewables são fabricados em unidade industrial certificada conforme ISO9001:2008, ISO14001:2012 e OSHAS18001:2007

Gama de produtos Open Renewables :
Monocristalino 70-260 Watt
Multicristalino 175-255 Watt

Desenvolvido e produzido para atender às exigências da norma IEC 61215 e IEC 61730



Open Renewables

225-PC60 230-PC60 235-PC60 240-PC60 245-PC60

Especificações Eléctricas		Open 225-PC60	230-PC60	235-PC60	240-PC60	245-PC60
Dados eléctricos em Condições de Teste Standard (STC)*						
Potência Nominal	[Pn]	225	230	235	240	245 [Wp]
Potência Máxima	[Pmax]	225	230	235	240	245 [W]
Tolerância na Potência Máxima	[Tol]	+5	+5	+5	+5	+5 [W]
Eficiência do Módulo	[η]	14.3	14.6	14.9	15.2	15.4 [%]
Tensão máxima do Sistema	[Vsys]	1000	1000	1000	1000	1000 [Vdc]
Tensão na Potência Máxima	[Vmpp]	29.21	29.44	29.65	29.95	30.20 [V]
Corrente na Potência Máxima	[Impp]	7.70	7.81	7.93	8.01	8.11 [A]
Tensão do Circuito Aberto	[Voc]	37.05	37.09	37.15	37.21	37.25 [V]
Corrente de Curto-Circuito	[Isc]	8.20	8.30	8.30	8.40	8.40 [A]
Máx. Corrente Inversa	[Ir]	20	20	20	20	20 [A]

* Massa de Ar AM 1.5, Irradiação 1000 W/m², Temperatura da Célula 25°

Especificações Eléctricas		Open 225-PC60	230-PC60	235-PC60	240-PC60	245-PC60
Dados típicos de temperatura nominal, do funcionamento de célula (Condições NOCT)**						
Temperatura	[NOCT]	45.5	45.5	45.5	45.5	45.5 [°C]
Potência Mpp	[Pnoct]	166.4	170.1	173.8	177.5	181.2 [W]
Tensão do Circuito Aberto	[Voc]	34.44	34.56	34.68	34.80	34.95 [V]
Corrente de Curto-Circuito	[Isc]	6.53	6.70	6.87	7.04	7.21 [A]
Tensão da Potência Máxima	[Vmpp]	26.90	27.03	27.19	27.24	27.35 [V]

** Com uma irradiação de 0,8 kW / m², 20° de temperatura ambiente e velocidade do vento média de 1 m/s

Especificações comuns a todos os modelos		
Comprimento (L)	[mm]	1659.5 ±3
Largura (W)	[mm]	988 ±3
Altura (H)	[mm]	40 ±1
Peso	[kg]	22 ±5%
Tipo Conector		TE Solarlok / MC4
Diodos de Bypass		3
Carga estática Máx.		5400 Pa
Comprimento do Cabo (C)	[mm]	1000 / 1000 ±10
Secção do Cabo	[mm ²]	4]

Outras Características	
Tecnologia	Silício Policristalino
α (Isc) [%/K]	0.087
β (Voc) [%/K]	-0.319
γ (Pmpp) [%/K]	-0.386

A redução na eficiência de 1.000 para 200 W/m² é cerca de 1%

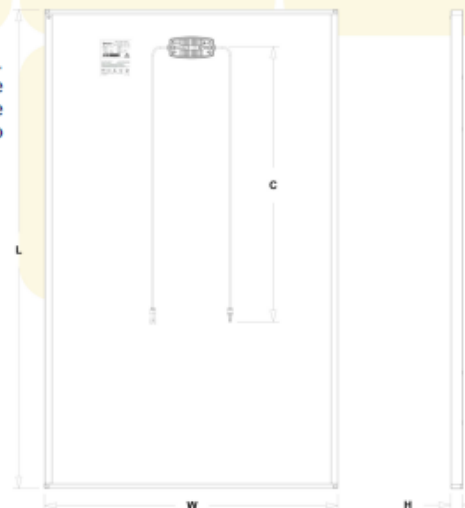
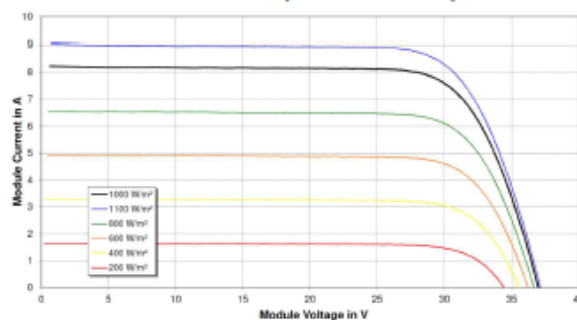


Equipamento Eléctrico. Instalação reservada a profissionais qualificados. Esta especificação não dispensa a leitura e compreensão dos respectivos manuais

Componentes de Qualidade

60 Células de 6 polegadas, policristalinas de alta qualidade. Robusto perfil de alumínio anodizado. Vidro de 4 milímetros de espessura, de elevada transmissão energética. Coeficiente de correção de temperatura excepcionalmente baixo, permitindo potências mais elevadas a altas temperaturas.

Curva I-V característica a 25°C para diferentes Irradiações



Open 240-PQ60

OPEN 2xx-PQ60

Tecnologia Policristalina



Potência Real

- Módulo disponível em 240, 245, 250 e 255 Watt
- Rigorosa tolerância de potência positiva com +5W
- O desempenho de cada módulo é testado em fábrica, com referência em módulo calibrado pela TÜV Rheinland. Todos os módulos são testados utilizando eletroluminescência



Potência Estável

- Células fotovoltaicas policristalinas de alta qualidade fabricadas na Alemanha.

- Testado contra PID e LID

- A tradicional qualidade e durabilidade Open Renewables*



Potência Robusta

- Vidro de 4mm, oferece protecção adicional contra os elementos naturais
- Perfil de terceira geração, produzido em alumínio de alta qualidade resistente à torção e à corrosão



Experiência de Fabricação

- Fabricante de módulos desde 1994
- Construídos exclusivamente com materiais de excelência fabricados na Europa



Certificados e Qualificações

Todos os produtos são certificados pela TÜV Rheinland na Alemanha

Os produtos Open Renewables são fabricados em unidade industrial certificada conforme ISO9001:2008, ISO14001:2012 e OSHAS18001:2007

Gama de produtos Open Renewables :
Monocristalino 70-260 Watt
Multicristalino 175-255 Watt

Desenvolvido e produzido para atender às exigências da norma IEC 61215 e IEC 61730

Garantias

Dez anos materiais e defeitos de fabrico*

Garantia de 90% de potência nominal por dez anos*

Garantia de 80% de potência nominal por vinte e cinco anos*

* Aplicam-se as condições de garantia do fabricante



Qualified, IEC 61215
Labo tested,
IEC 61730
Power System Class
B+ (max)
Periodic inspection



Open Renewables

235-PQ60 240-PQ60 245-PQ60 250-PQ60 255-PQ60

Especificações Eléctricas		Open 235-PQ60	240-PQ60	245-PQ60	250-PQ60	255-PQ60
Dados eléctricos em Condições de Teste Standard (STC)*						
Potência Nominal	[P _n]	235	240	245	250	255 [Wp]
Potência Máxima	[P _{max}]	235	240	245	250	255 [W]
Tolerância na Potência Máxima	[Tol]	+5	+5	+5	+5	+5 [W]
Eficiência do Módulo	[η]	14.1	14.7	15.0	15.2	15.4 [%]
Tensão máxima do Sistema	[V _{sys}]	1000	1000	1000	1000	1000 [Vdc]
Tensão na Potência Máxima	[V _{mpp}]	29.50	29.60	29.75	29.90	30.00 [V]
Corrente na Potência Máxima	[I _{mpp}]	8.10	8.20	8.30	8.45	8.55 [A]
Tensão do Circuito Aberto	[V _{oc}]	37.20	37.35	37.50	37.75	38.00 [V]
Corrente de Curto-Circuito	[I _{sc}]	8.60	8.75	8.85	8.95	9.00 [A]
Máx. Corrente Inversa	[I _r]	20	20	20	20	20 [A]

* Mens. de Ar AM 1.5, Irradiância 1000 W/m², Temperatura da Célula 25°

Especificações Eléctricas		Open 235-PQ60	240-PQ60	245-PQ60	250-PQ60	255-PQ60
Dados típicos de temperatura nominal do funcionamento da célula (Condições NOCT)**						
Temperatura	[NOCT]	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0 [°C]
Potência Mpp	[P _{noct}]	169	173	176	180	183 [W]
Tensão do Circuito Aberto	[V _{oc}]	34.09	34.29	34.49	34.69	34.89 [V]
Corrente de Curto-Circuito	[I _{sc}]	6.47	6.56	6.65	6.75	6.85 [A]
Tensão da Potência Máxima	[V _{mpp}]	26.83	26.97	27.12	27.27	27.40 [V]

** Com uma irradiação de 0.8 kW / m², 20° de temperatura ambiente e velocidade do vento média de 1 m/s

Especificações comuns a todos os modelos		
Comprimento (L)	[mm]	1659.5 ±3
Largura (W)	[mm]	988 ±3
Altura (H)	[mm]	40 ±1
Peso	[Kg]	22 ±5%
Tipo Conector		TE Solarlok / MC4
Diodos de Bypass		3
Carga estática Máx.		5400 Pa
Comprimento do Cabo (C)	[mm]	1000 / 1000 ±10
Secção do Cabo	[mm ²]	4
Classe de Protecção		II

Outras Características

Tecnologia	Silício Policristalino
α (I _{sc}) [%/K]	0.040
β (V _{oc}) [%/K]	-0.33
γ (P _{mpp}) [%/K]	-0.44

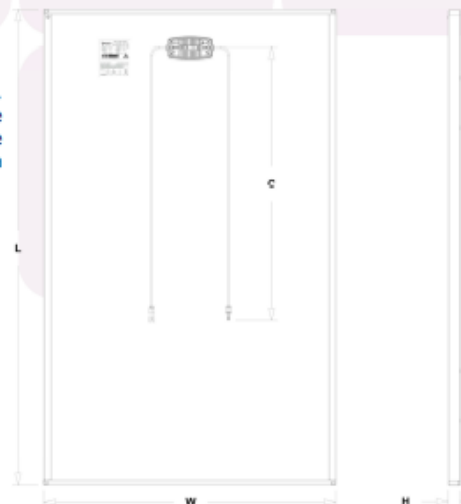
A redução na eficiência de 1.000 para 200 W/m² é cerca de 1%



Equipamento Eléctrico. Instalação reservada a profissionais qualificados. Esta especificação não dispensa a leitura e compreensão dos respectivos manuais

Componentes de Qualidade

60 Células de 6 polegadas, policristalinas de alta qualidade. Robusto perfil de alumínio anodizado. Vidro de 4 milímetros de espessura, de elevada transmissão energética. Baixo coeficiente de correção de temperatura, permitindo potências mais elevadas a altas temperaturas.



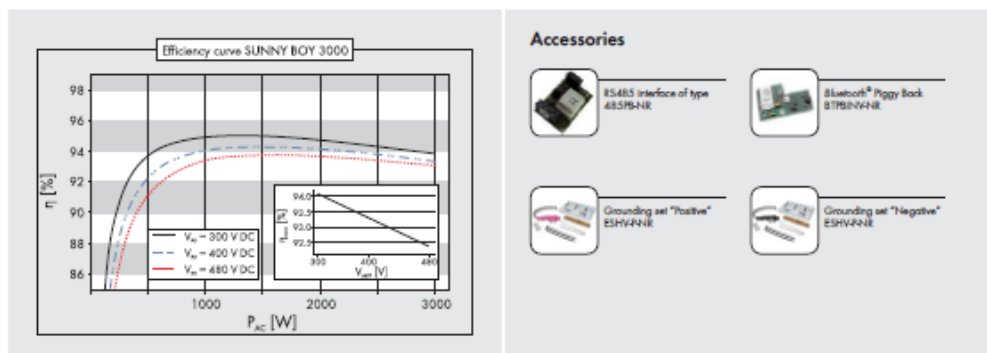
SMA SunnyBoy 1700

Technical data	Sunny Boy 1200	Sunny Boy 1700	Sunny Boy 2500	Sunny Boy 3000
Input (DC)				
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$)	1320 W	1850 W	2700 W	3200 W
Max. DC voltage	400 V	400 V	600 V	600 V
MPP voltage range	100 V – 320 V	147 V – 320 V	224 V – 480 V	268 V – 480 V
DC nominal voltage	120 V	180 V	300 V	350 V
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 120 V	139 V / 180 V	224 V / 300 V	268 V / 330 V
Max. input current / per string	12.6 A / 12.6 A	12.6 A / 12.6 A	12 A / 12 A	12 A / 12 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2	1 / 2	1 / 3	1 / 3
Output (AC)				
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	1200 W	1550 W	2300 W	2750 W
Max. AC apparent power	1200 VA	1700 VA	2500 VA	3000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz
Max. output current	6.1 A	8.6 A	12.5 A	15 A
Power factor ($\cos \phi$)	1	1	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Efficiency				
Max. efficiency / Euro-eta	92.1 % / 90.9 %	93.5 % / 91.8 %	94.1 % / 93.2 %	95.0 % / 93.6 %
Protection devices				
DC reverse-polarity protection	●	●	●	●
ESS switch-disconnector	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Galerically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	●/—	●/—	●/—	●/—
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III	I / III
General data				
Dimensions (W / H / D) in mm	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214
Weight	23 kg	25 kg	28 kg	32 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤ 41 dB(A)	≤ 46 dB(A)	≤ 33 dB(A)	≤ 30 dB(A)
Internal consumption (night)	< 0.1 W	< 0.1 W	< 0.25 W	< 0.25 W
Topology	LF transformer	LF transformer	LF transformer	LF transformer
Cooling concept	Convection	Convection	Convection	Convection
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Features				
DC connection: SUNCLIX	●	●	●	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	—/●/—	—/●/—	—/●/—	—/●/—
Display: text line / graphic	●/—	●/—	●/—	●/—
Interfaces: RS485 / Bluetooth*	o/o	o/o	o/o	o/o
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/o/o/o/o/o	●/o/o/o/o/o	●/o/o/o/o/o	●/o/o/o/o/o
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, UTE C 15-712-1*, DK 5940**, RD 1663, G83/1-1, CER/06/190 (only SB 1700), PPC, AS4777, EN 50438***, C10/C11, PPDS, IEEE 929		CE, VDE 0126-1-1, DK 5940**, RD 1663, G83/1-1, CER/06/190, PPC, AS4777, EN 50438***, C10/C11, PPDS	

* On demand ** Only applies to IT variants, *** Does not apply to all national deviations of EN 50438

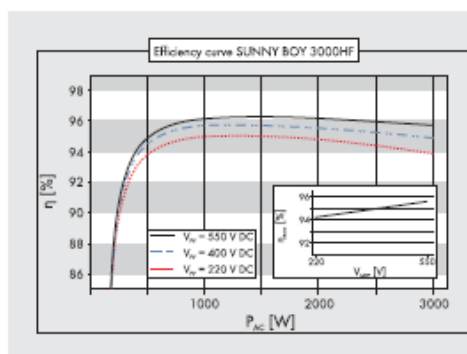
● Standard features ○ Optional features — not available Data of nominal conditions

Type designation SB 1200 SB 1700 SB 2500 SB 3000



SMA SunnyBoy 3000HF

Technical data	Sunny Boy 2000HF	Sunny Boy 2500HF	Sunny Boy 3000HF
Input (DC)			
Max. DC power (@ cos φ = 1)	2100 W	2600 W	3150 W
Max. DC voltage	700 V	700 V	700 V
MPP voltage range	175 V – 560 V	175 V – 560 V	210 V – 560 V
DC nominal voltage	530 V	530 V	530 V
Min. DC voltage / start voltage	175 V / 220 V	175 V / 220 V	175 V / 220 V
Max. input current / per string	12 A / 12 A	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2	1 / 2	1 / 2
Output (AC)			
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	2000 W	2500 W	3000 W
Max. AC apparent power	2000 VA	2500 VA	3000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 – 280 V	220, 230, 240 V; 180 – 280 V	220, 230, 240 V; 180 – 280 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; \pm 4.5 Hz	50, 60 Hz; \pm 4.5 Hz	50, 60 Hz; \pm 4.5 Hz
Max. output current	11.4 A	14.2 A	15 A
Power factor (cos φ)	1	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Efficiency			
Max. efficiency / Euro-eta	96.3 % / 95.0 %	96.3 % / 95.4 %	96.3 % / 95.5 %
Protection devices			
DC reverse-polarity protection	●	●	●
ESS switch-disconnector	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	●/—	●/—	●/—
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III
General data			
Dimensions (W / H / D) in mm	348 / 580 / 145	348 / 580 / 145	348 / 580 / 145
Weight	17 kg	17 kg	17 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Internal consumption: (night)	0.8 W	0.8 W	0.8 W
Topology	HF transformer	HF transformer	HF transformer
Cooling concept	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
Features			
DC connection: SUNCLIX	●	●	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	—/●/—	—/●/—	—/●/—
Display: text line / graphic	—/●	—/●	—/●
Interfaces: RS485 / Bluetooth	○/●	○/●	○/●
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, Enel-GUIDA Ed. 1.1, RD 1663, GB3/1-1, PPC, AS4777, EN 50438***, C10/C11, PPDS		
* In planning			
** Variants for France under preparation			
*** Does not apply to all national deviations of EN 50438			
● Standard features ○ Optional features — not available			
Provisional data, as of July 2010 – data at nominal conditions			
Type designation	SB 2000HF-30	SB 2500HF-30	SB 3000HF-30



Accessories



SMA Plug-in Grounding
PLUG-IN-GND-104NR**



Quick Module RS485
multi-function relay
485GM-104NR

www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology AG

Anexo C - Gráficos Anexos

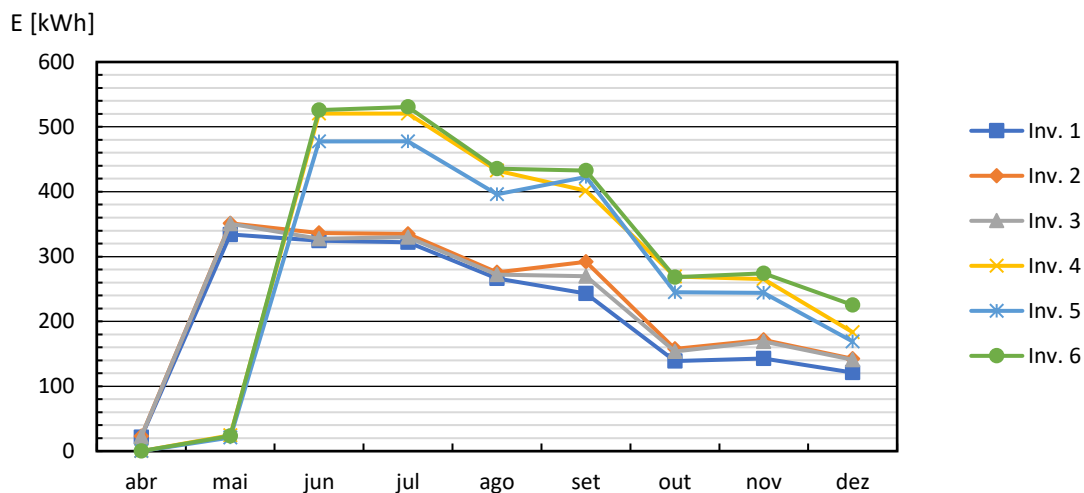


Figura C 1 - Produção mensal em cada inversor no ano de 2013.

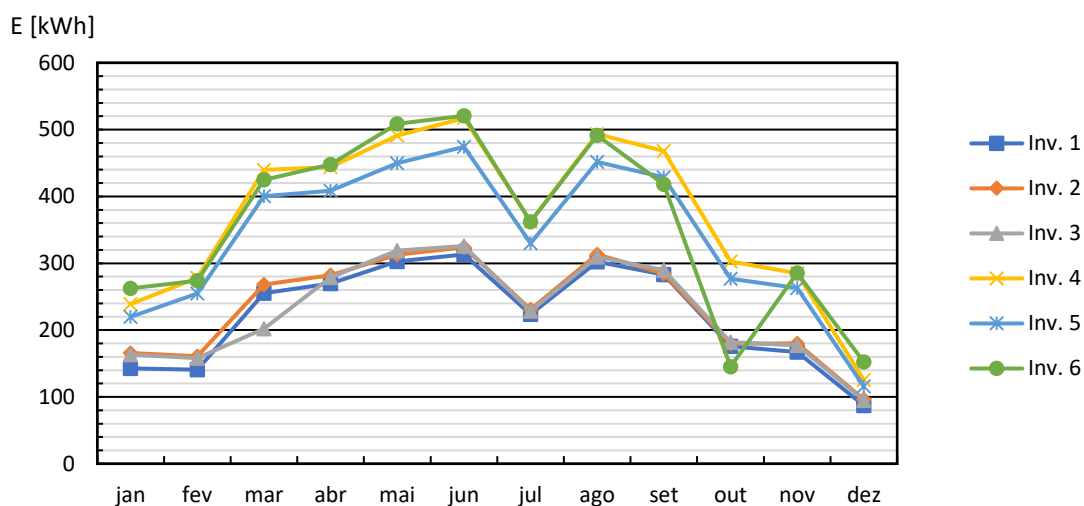


Figura C 2 - Produção mensal em cada inversor no ano de 2015.

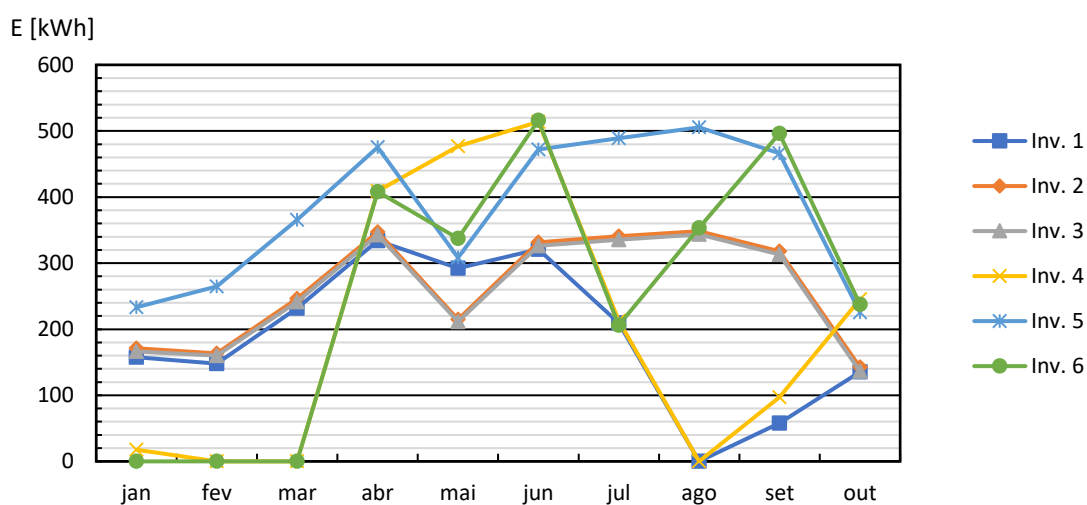


Figura C 3 - Produção mensal em cada inversor no ano de 2017.

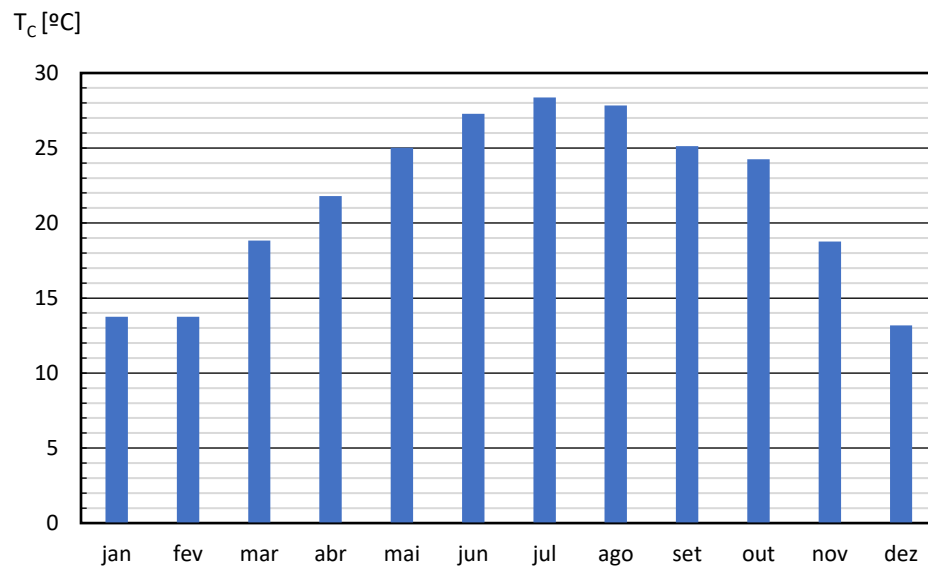


Figura C 4 - Valores médios mensais da temperatura das células.

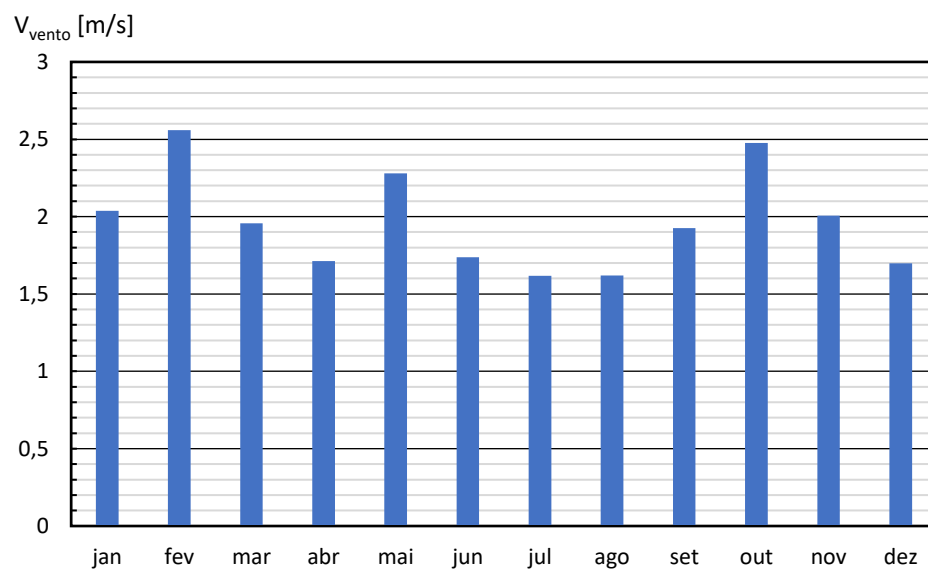


Figura C 5 - Valores médios mensais da velocidade do vento.

Anexo D - Abstract do Artigo a Publicar



Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

Energy Procedia 00 (2018) 000–000

Energy

Procedia

www.elsevier.com/locate/procedia

5th International Conference on Energy and Environment Research, ICEER 2018

Evaluation of the performance of a photovoltaic power plant installed in a building in the north of Portugal

Gustavo Pinto Monteiro^a, Ana I. Palmero-Marrero^{a*}, Carlos Moreira^b and Armando C. Oliveira^a

^a University of Porto, Mechanical Engineering Department, Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto, Portugal

^b Institute of Systems and Computers Engineering Technology and Science (INESC TEC), Rua Dr. Roberto Frias, 4200-465 Porto, Portugal

Abstract

In this work, the evaluation of the performance of a small-size photovoltaic (PV) plant is made and some proposals for its optimization are presented. This PV plant is installed in the rooftop of the building of the Institute of Systems and Computer Engineering Technology and Science (INESC TEC), located in Porto, Portugal. The plant consists of a grid-connected centralized system, where the output power is consumed in the same building. The plant is equipped with different PV modules (Si cells) using 6 inverters, with a total generating capacity of 15 kWp, and started its operation in 2013. First, the PV plant production data of the last couple of years are analysed, filtering the periods of inoperation due to technical and experimental stops. To obtain an accurate prediction of the efficiency and power output, the characteristics of all plant components were introduced in SAM software, together with meteorological data: either those collected at a local meteorological station or those provided by Meteonorm. The results obtained through the simulations and the measured output power values were compared. Finally, some solutions to obtain a better system performance are presented.

© 2018 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>)

Selection and peer-review under responsibility of the scientific committee of the 5th International Conference on Energy and Environment Research, ICEER 2018.

Keywords: Photovoltaics ; Solar Energy; Power plant.
